

Julien Lamott

**Marktintegration erneuerbarer Energien am
Beispiel der Direktvermarktungsregelung des
EEG 2012 wie auch des EEG 2014**



Nomos

Veröffentlichungen des Instituts für
Energierrecht an der Universität zu Köln

herausgegeben von:

Professor Dr. Ulrich Ehricke, LL.M. (London), M.A.,
o. Professor an der Universität zu Köln
Direktor des Instituts für das Recht der
Europäischen Union und des
Instituts für Energierrecht

Band 185

Julien Lamott

Marktintegration erneuerbarer Energien am Beispiel der Direktvermarktungsregelung des EEG 2012 wie auch des EEG 2014



Nomos

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Zugl.: Hannover, Univ., Diss., 2014

ISBN 978-3-8487-2031-6 (Print)

ISBN 978-3-8452-6174-4 (ePDF)

1. Auflage 2015

© Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden 2015. Printed in Germany. Alle Rechte, auch die des Nachdrucks von Auszügen, der fotomechanischen Wiedergabe und der Übersetzung, vorbehalten. Gedruckt auf alterungsbeständigem Papier.

Vorwort

Das vorliegende Werk wurde von der Juristischen Fakultät der Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover im Oktober 2014 als Dissertation angenommen. Im Zuge der Veröffentlichung wurde dabei noch die im Jahr 2014 erschienene Literatur weitestmöglich mit aufgenommen. Gleichzeitig ist die nach dem Einreichen der Dissertationsschrift verabschiedete und anschließend in Kraft getretene Novelle zum EEG 2014 entsprechend mit eingearbeitet worden. Insofern werden insbesondere die Veränderungen im Kontext der Direktvermarktung im Vergleich zur Vorgängerfassung im Rahmen des EEG 2012 dargestellt.

Zuallererst und insbesondere danken möchte ich meinem Doktorvater, Herrn Prof. Dr. Dr. Peter Salje, für die äußerst gute Betreuung, seinen unentwegten Einsatz, die stets sachdienlichen Hinweise und Anregungen wie auch für die äußerst schnelle Begutachtung. Für die ebenfalls außerordentlich schnelle Zweitbegutachtung möchte ich zudem Herrn Prof. Dr. Henning Recknagel meinen Dank aussprechen.

Außerdem danke ich Herrn Prof. Dr. Ulrich Ehrlicke, LL.M., M.A. für die Aufnahme in die Schriftenreihe „Veröffentlichungen des Instituts für Energierecht an der Universität zu Köln“.

Gleichfalls gilt besonderer Dank meinen Freunden, die mir über den gesamten Verlauf der Arbeit zur Seite standen und mich stets motiviert haben. Der größte Dank gebührt schließlich meiner Partnerin Katrin Schmidt, M.Sc. und zu gleichen Teilen meinen Eltern für die bedingungslose, stetige Unterstützung und ständige Begleitung bei meinen Vorhaben.

Hannover, im Februar 2015

Julien Lamott

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	37
Tabellenverzeichnis	39
Abkürzungsverzeichnis	41
A. Einleitung und Problemstellung / Gang der Untersuchung	47
I. Einleitung und Problemstellung	47
1. Die Energiewende als politische Ausgangssituation	47
2. Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG	49
3. Kosten der EEG-Förderung als volkswirtschaftliches Problem	51
4. Die Sonderrolle erneuerbarer Energien als Produkt gesetzgeberischer Förderung	54
5. Auswirkungen auf die Marktentwicklung und auf die Versorgungssicherheit	56
6. Problemstellung: Direktvermarktung als marktintegrative Lösung?	58
II. Methodik / Gang der Untersuchung	59
B. Grundlagen	61
I. Übersicht und Gang der Darstellung	61
II. Begriff der erneuerbaren Energien	62
1. Allgemeine Definition	62
2. Definition des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in § 3 Nr. 3	63
III. Förderung erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene – Richtlinie 2009/28/EG	66
IV. Das originäre Fördersystem des EEG und dessen Finanzierungsmechanismus	69
1. Förderziel und generelle „Strukturelemente“ des EEG-Fördermechanismus	69

2. Förderung erneuerbarer Energien mittels Abnahme- und Vergütungszwang	72
a.) Der Mindestvergütungsanspruch gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012	72
aa.) Grundsätzliche Ausgestaltung und Voraussetzungen des Vergütungsanspruchs	72
bb.) Telos der Vergütungsförderung	74
cc.) Beginn, Dauer und Höhe der Vergütung	74
dd.) Degression der Mindestvergütung	75
b.) Abnahmepflicht des Netzbetreibers gemäß § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2012	76
Exkurs: Anspruch des Anlagenbetreibers auf Netzanschluss gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012	77
c.) Pflichten des Anlagenbetreibers bei Geltendmachung der Mindestvergütung	79
3. Ausgleichsmechanismus – Ausgleich der finanziellen und physikalischen Lasten	81
a.) Erste Ebene des Belastungsausgleichs	82
aa.) Das Vorrangprinzip des EEG 2012	82
bb.) Durchbrechung des Vorrangprinzips durch Einspeisemanagement i.S.d. § 11 EEG 2012	84
cc.) Anspruch auf Netzkapazitätserweiterung gemäß § 9 EEG 2012	84
b.) Zweite Ebene des Belastungsausgleichs	85
c.) Dritte Ebene des Belastungsausgleichs	87
d.) Vierte Ebene des Belastungsausgleichs	89
e.) Fünfte Ebene des Belastungsausgleichs	92
4. Schlussfolgerungen aus Aufbau und Aufteilung in Förder- und Finanzierungsmechanismus	95
V. Einführung in das System der Direktvermarktung des EEG 2012	96
1. Grundlegendes Ziel der Direktvermarktungsnovelle	96
2. Grundbegriff der Direktvermarktung – Legaldefinition des § 33a Abs. 1 EEG 2012	97
a.) Der Drittenbegriff unter Berücksichtigung des Telos der Direktvermarktung	98
b.) Veräußerung als schuld- wie auch sachenrechtlich geprägter Begriff	100

3. Verhältnis der Direktvermarktung zu anderen Förder- und Verwertungsformen im EEG	102
a.) Verhältnis der Direktvermarktung zum Eigen- wie auch Drittverbrauch	102
aa.) Eigenverbrauch vs. Direktvermarktung	102
bb.) Drittverbrauch vs. Direktvermarktung	103
b.) Grundsätzliches Ausschlussverhältnis von Direktvermarktung zur Mindestvergütung	103
c.) Anteilige Direktvermarktung als Ausnahme des Ausschließlichkeitsverhältnisses zur Mindestvergütung	105
4. Formen und Förderinstrumente der Direktvermarktung	106
a.) Überblick über die Direktvermarktungsformen	106
b.) Verhältnis der einzelnen Direktvermarktungsformen zueinander	107
c.) Direktvermarktung zwecks der Inanspruchnahme der Marktpremie, § 33b Nr. 1 EEG 2012 („marktpremiierte Direktvermarktung“)	109
aa.) Die Marktpremie als Primärförderinstrument im Rahmen der Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012	109
bb.) Die Flexibilitätsprämie als additionales Förderinstrument	110
d.) Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, § 33b Nr. 2 EEG 2012 („grünstromprivilegierte Direktvermarktung“)	111
e.) Sonstige Direktvermarktung, § 33b Nr. 3 EEG 2012	112
5. Zwischenergebnis und kritische Zwischenbemerkungen	114
a.) Direktvermarktung als neue Förder- wie auch Verwertungsform	114
b.) Exkurs: Das wirtschaftswissenschaftliche Verständnis vom Direktvermarktungsbegriff	116
c.) Gesamtüberblick über die Förder- und Verwertungsformen des EEG 2012	118

VI. Einführung in den Strommarkt – das Integrationsziel gesetzgeberischer Maßnahmen	119
1. Der allgemeine Begriff und die Funktionen des Marktes	119
2. ‚Strom‘ als Handelsgut – entscheidende Merkmale und Besonderheiten	121
a.) Strom als „absolut austauschbares Produkt“ ohne generelle Qualitätsunterschiede	122
b.) Leitungsgebundenheit und grundsätzliche Nichtspeicherbarkeit von Strom	124
3. Handelsplattformen – der ‚Ort‘ des Stromhandels	126
a.) Ein- und Unterteilung des „Stromsektor[s]“	127
aa.) Aufgliederung des „Stromsektor[s]“ und Einteilung des Absatzmarktes	127
bb.) Schlussfolgerungen für den Anlagenbetreiber als Anbieter und Erzeuger – Stufenzuordnung	130
b.) Grundsätzlich rein physischer Handel durch den Anlagenbetreiber	130
c.) ‚Handelsplätze‘ des physischen Handels	131
aa.) Börsliche Handelsplätze und -produkte	131
(1) Day-Ahead-Handel	132
(2) Intraday-Handel	134
(3) Termingeschäfte	135
(4) Futures	136
(5) Optionen	137
(6) Allgemeines zum börslichen Handel	137
bb.) OTC-Handel und seine Produkte	138
(1) Produkte des OTC-Handels	138
(2) Unterschiede des OTC-Handels gegenüber dem börslichen Handel	140
d.) Rahmen des Handels – Preisbildung	141
aa.) Referenzwirkung des Day-Ahead-Marktpreises	141
bb.) Die Preisbildung am Day-Ahead-Markt	143
cc.) Folgen der Preisbildung für die Handelsteilnehmer	144
e.) Handelsteilnehmer und -akteure	146
VII. Marktintegration erneuerbarer Energien	148
1. Allgemein-abstrakte Definition des Terminus Marktintegration	149

2. Marktintegration erneuerbarer Energien – konkrete Definition und gesetzgeberisches Ziel	151
a.) Sonderrolle der erneuerbaren Energien und deren Abschottung vom Strommarkt	151
b.) Marktintegration erneuerbarer Energien als Beseitigung des Sondermarktes	154
c.) Ausgangspunkt Mindestvergütungssystem	155
3. Abgrenzung der Marktintegration von der System- und Netzintegration erneuerbarer Energien	157
a.) Netzintegration erneuerbarer Energien	157
b.) Systemintegration erneuerbarer Energien	159
c.) Zwischenergebnis	161
C. Anforderungen an ein marktintegratives Fördersystem – Aufstellung und Entwicklung der Prüfungsparameter	163
I. Untersuchungsziel und Vorgehensweise	163
II. Unmittelbare Messung anhand der ökonomischen Analyse des Rechts	163
1. Ansatz und Eignung der ökonomischen Analyse des Rechts	164
a.) Genereller Ansatz der ökonomischen Analyse des Rechts	164
b.) Untersuchungsziel und generelle Eignung der ökonomischen Analyse des Rechts	165
2. Annahmen, Methoden und Grundbegriffe der ökonomischen Analyse des Rechts als unmittelbare Prüfkriterien	166
a.) Das Ziel der ökonomischen Effizienz	166
aa.) Grundannahme der Mittelknappheit und das Modell des Homo Oeconomicus	166
bb.) Ökonomische Effizienz	168
cc.) Mangelnde Eignung des ökonomischen Effizienzziels als unmittelbares Untersuchungsparameter	168
b.) Pareto-Effizienz als Kriterium	169
c.) Kaldor-Hicks-Kriterium	171
d.) Das ökonomische Prinzip	173
e.) Kosten-Nutzen-Analyse	175

f.) Eignung anderer Kriterien und Ansätze sowie Zwischenergebnis	175
III. Mangelnde vollständige Eignung der Ansätze der Literatur	176
IV. Aufstellung und Entwicklung geeigneter Parameter – das ökonomische Prinzip als Primärbasis	178
1. Notwendigkeit der Entwicklung eigener Parameter	178
2. Das ökonomische Prinzip als primäre Ausgangsbasis der Parameterentwicklung	178
3. Konkretisierung des ökonomischen Prinzips auf das Minimalprinzip	179
4. Ergänzende Verwendung sonstiger Kriterien	181
5. Exkurs: Die Verwendung des Effizienzbegriffs im rechtswissenschaftlichen Kontext	181
6. Effizienz als Prüfungskriterium in der Literatur	182
V. Grundsätzlicher Aufbau und Gliederung der Parameter	182
1. Universelle Ausgestaltung der Parameter	183
2. Unterteilung in allgemeine und besondere Parameter	183
VI. Allgemeine Parameter	184
1. Heranziehbarkeit der Anforderungen der Theorie der Wirtschaftspolitik?	185
2. Allgemeiner Parameter: Die Nutzung eines Fördersystems als zwingende Erfolgsbedingung und Resultat gesetzgeberischer Anreizsetzung	186
a.) Die Nutzung des Fördersystems als Funktionsvoraussetzung	186
b.) Die Nutzung eines Fördersystem als Ergebnis gesetzgeberischer Anreizsetzung	187
aa.) Gesetzgeberische Anreizsetzung als fördersystematische Erfolgsbedingung	187
bb.) Notwendigkeit der Anreizsetzung?	189
cc.) Ökonomisches Prinzip als doppelte Basis	189
dd.) Evaluation der Anreizsetzung	190
c.) Die Nutzungsbetrachtung als Analysegrundlage	190
d.) Zwischenergebnis	191
e.) Kausalkette des Fördersystemerfolgs	191
3. Allgemeiner Parameter: Vermeidung überkomplexer Systeme	191

4. Allgemeiner Parameter: Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems	193
a.) Allgemeiner (Teil-)Parameter: Vermeidung von (kurzzeitigen) Mitnahmeeffekten	194
Exkurs: Mitnahmeeffekte bei zulässiger sowie nicht regulierter Direktvermarktung	194
b.) Allgemeiner (Teil-)Parameter: Effektive Missbrauchs- und Fehlgebrauchsvermeidung	196
aa.) Verhaltensweise und „Normverständnis“ des homo oeconomicus	196
bb.) Notwendigkeit der Missbrauchs- und Fehlgebrauchsvermeidung	197
cc.) Zwischenergebnis und weitere Anmerkungen	198
5. Allgemeiner Parameter: Nachhaltigkeit als Gesamtziel	199
a.) Nachhaltigkeit als Extrakt des Wirtschaftlichkeitsprinzips	199
b.) Langfristige Nutzung als Nachhaltigkeitsbedingung	199
c.) Zwischenergebnis und weitere Anmerkungen	200
6. Allgemeiner Parameter: (Selbst-)Lernfähigkeit des Fördersystems	200
a.) Gründe und Notwendigkeit der (Selbst-)Lernfähigkeit eines Fördersystems	200
aa.) Konzeption jedes Fördersystems als Ist-Soll-Zustandskomparation	201
bb.) Der Markt als dynamisches Gebilde	201
cc.) Notwendigkeit der steten Anpassung des Fördersystems an die jeweiligen Marktstadien	202
b.) Voraussetzungen der (Selbst-)Lernfähigkeit eines Fördersystems	203
aa.) Evaluation und Evaluationsfähigkeit (Teilparameter)	204
bb.) Generelle Anpassungsfähigkeit des Fördersystems als Grundlage jeglicher (Selbst)Lernfähigkeit (Teilparameter)	204
cc.) Unmittelbarkeit der Anpassungsfähigkeit des Fördersystems	205
c.) Zwischenergebnis	206

7. Allgemeiner Parameter: Kostengünstigkeit und Gesamteffizienz	206
a.) Die Kosten-Nutzen-Relation zwecks Messung der Einhaltung des ökonomischen Prinzips	206
b.) Kostenbetrachtung als Ausgangslage sowie relevante Kosten	207
c.) Gebot der Mehrkostenvermeidung	208
d.) Zwischenergebnis	210
8. Grundsätzliche Interdependenzen und Beziehungen zwischen den Parametern	210
VII. Besondere Parameter – marktintegrative Anforderungen i.e.S.	211
1. Vorgehensweise Parameterentwicklung	211
2. Besonderer Parameter: Selbstständige Teilnahme am Strommarkt unter Berücksichtigung der verschiedenen Handelsplätze sowie üblicher Handelsprodukte	212
a.) Besonderer Teilparameter: Grundsätzliche wie auch selbstständige Teilnahme am Strommarkt („Unmittelbarkeit“)	212
b.) Besonderer Teilparameter: Teilnahme an allen Handelsplätzen und die Möglichkeit des Anbietens aller üblicher Handelsprodukte	214
c.) Zwischenergebnis	215
3. Besonderer Parameter: Möglichkeit der Vernetzung auf dem Strommarkt	215
a.) Isolierte Stellung des Anlagenbetreibers im Rahmen des Mindestvergütungssystems	216
b.) Grundsätzliche Zulässigkeit von jeglichen (markttypischen) Beziehungen durch das Fördersystem	217
c.) Herbeiführung von attestierbaren Vernetzungen	219
d.) Zwischenergebnis	219
4. Besondere Parameter: Nachfrage- und Marktpreisorientierung bezogen auf das Produktions- und Anbieterverhalten sowie die Angleichung an allgemeine Marktpreise	220
a.) Besonderer Parameter: Nachfrage- und Marktpreisorientierung bezogen auf Produktions- und Anbieterverhalten	220

b.) Besonderer Parameter: Angleichung an allgemeine Marktpreise (Preissenkung)	222
c.) Zwischenergebnis	224
5. Besonderer Parameter: Vermittlung allgemeiner Marktrisiken und das Verbot von Überförderung sowie Berücksichtigung der Investitionssicherheit	225
a.) Vermittlung allgemeiner Marktrisiken	225
b.) Konkretisierung der Risikenvermittlung auf Messbarkeitskriterien	227
c.) Das Verbot von Überförderung und das Gebot von Investitionssicherheit	229
d.) Zwischenergebnis	230
6. Besonderer Parameter: Keine marktfremden Hemmnisse und / oder Risiken durch das Fördersystem und dessen Umsetzung	231
a.) Keine Hemmnis- und Risikensetzung durch das Fördersystem	231
b.) Formen und Intensitäten derartiger Schranken	232
c.) Marktfremdheit als entscheidendes Wertungskriterium	232
d.) Zwischenergebnis und abschließende Bemerkungen	234
7. Besonderer Parameter: Grundsätzliche Differenzierung im Rahmen des Fördersystems nach den die Marktintegrationsfähigkeit prägenden Kriterien	235
a.) Grundsätzliche Heterogenität der ‚Integranden‘ und das Bedürfnis entsprechender Differenzierung	235
b.) Differenzierungskriterien im Detail	237
aa.) Differenzierung nach Anlagentypus – Produktionsverhalten	237
bb.) Differenzierung nach Anlagentypus – Gestehungskosten	240
cc.) Differenzierung nach Anlagengröße, -leistung und -anzahl	241
dd.) Differenzierung nach Anlagenalter	242
c.) Grenzen der Differenzierung durch das Wirtschaftlichkeitsprinzip, Zwischenergebnis und weitere Anmerkungen	243
aa.) Zwischenergebnis: Differenzierungskriterien	243

bb.) Das ökonomische Prinzip als Grenze der vollumfänglichen Differenzierung	243
cc.) Anmerkungen zum Prüfungsaufbau und zur Verortung des Parameters	244
VIII. Marktintegration erneuerbarer Energien durch das Fördersystem – abschließende Bewertung durch Gesamtschau der vorgenannten Parameter	245
1. Bestimmung der marktintegrativen Wirkung des Fördersystems durch Gesamtergebnisbildung	245
2. Bestimmung der erreichten Effizienz i.S.d. ökonomischen Prinzips	245
IX. Zusammenfassung der zu prüfenden Parameter	245
D. Die Direktvermarktung auf dem Prüfstand – allgemeine Anforderungen an ein Fördersystem	249
I. Nutzung des Direktvermarktungssystems als marktintegrative Erfolgsbedingung und Resultat gesetzgeberischer Anreizsetzung	249
1. Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung und deren Notwendigkeit	250
a.) Grundsätzliche Freiwilligkeit der Inanspruchnahme der Direktvermarktung	250
b.) Grundsätzliche Wahlmöglichkeit der Direktvermarktungsform, der Instrumentennutzung und des Direktvermarktungsanteils	251
c.) Ausnahme vom Grundsatz der „Wahlfreiheit“ im Bereich großer Biogasneuanlagen	253
d.) Die Anreizsetzung der verschiedenen Direktvermarktungsformen und -instrumente	254
aa.) Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktpremie	254
bb.) Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie	256

cc.) Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung an Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Wahrnehmung des Grünstromprivilegs	257
dd.) Anreizsetzung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung	259
ee.) Zwischenergebnis	259
2. Die Nutzung der Direktvermarktung als Grundbedingung jeglichen Fördererfolgs – eine numerische Betrachtung	260
a.) Allgemeine Inanspruchnahme der Direktvermarktung	260
aa.) Allgemeine Inanspruchnahme der Direktvermarktung gemäß §§ 33a ff. EEG 2012 in den Jahren 2012 und 2013	261
(1) Gesamtjährliche Inanspruchnahme der Direktvermarktung in den Jahren 2012 und 2013	262
(2) Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung in den Jahren 2012 und 2013	263
bb.) Allgemeine Inanspruchnahme der Direktvermarktung gemäß § 17 EEG 2009 im Jahr 2011	265
cc.) Zwischenergebnis	266
b.) Allgemeine Inanspruchnahme der einzelnen Direktvermarktungsformen nach § 33b Nr. 1 bis 3 EEG 2012	267
c.) Zwischenergebnis und Konkretisierung des Prüfungsgegenstandes	270
d.) Die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung nach Erzeugungsarten	274
e.) Die Nutzung der Direktvermarktung im Jahr 2011 nach § 17 EEG 2009 durch die einzelnen Erzeugungsformen im Vergleich	277
f.) Keine paritätische Nutzung der Direktvermarktung durch die einzelnen Erzeugungsarten	279
g.) Zwischenergebnis	282

h.) Ergebnis des Nutzungsparameters	283
aa.) Absoluter Nutzungserfolg der Direktvermarktung vs. ‚singuläre‘ Instrumentennutzung	283
bb.) Keine ausgewogene Nutzung durch alle Erzeugungsformen – Monokultur Windenergie	284
cc.) Zusammenfassung	285
3. Bewertung der Anreizsetzung: Vollumfängliche qualitative vs. punktuelle, singuläre Anreizsetzung	285
II. Kostenentstehung und Kostengünstigkeit im Rahmen der Direktvermarktung	287
1. Vorgehensweise	288
2. Finanzierung der prämierten Direktvermarktung über die EEG-Umlage	288
a.) Finanzierungsmechanismus der Marktprämie	289
b.) Finanzierungsmechanismus der Flexibilitätsprämie	290
3. Die Berechnung der Marktprämie im Detail	290
a.) Die grundlegende Berechnung der Marktprämie und der anzulegende Wert (EV^*)	291
b.) Der Referenzmarktwert (RW^*)	292
aa.) Der Marktwert (MW^*)	293
bb.) Die Managementprämie (P_M^*)	294
c.) Letztendliche Bestimmung der Marktprämie und abschließende Anmerkungen	298
4. Betrachtung und Bewertung der Kostenentstehung im Rahmen der marktpremierten Direktvermarktung	299
a.) Abstrakte Betrachtung der Kostenentstehung im Rahmen der Marktprämie	300
aa.) Gesteigerte Primärkosten durch die Managementprämie?	300
bb.) Zwischenergebnis	305
cc.) Sekundärkosten und sonstige beeinflussende Faktoren	305
b.) Konkrete Betrachtung der Kostenentstehung im Rahmen der Marktprämie („reale Kosten“)	306
c.) Zwischenergebnis	308
5. Berechnung der Flexibilitätsprämie im Detail	308
a.) Grundlegende Formel zur Berechnung der Flexibilitätsprämie	309

b.) Der Zähler der Berechnungsformel im Detail	309
c.) Der Nenner der Berechnungsformel im Detail	311
d.) Zusammenfassende Gesamtformel	311
6. Betrachtung und Bewertung der Kostenentstehung im Rahmen der Flexibilitätsprämie	312
a.) Fortgelten der Ergebnisse der Marktprämie im Rahmen der Flexibilitätsprämie?	312
b.) Exkurs: Die Flexibilitätsprämie und das Verhältnis zur sonstigen Direktvermarktung	312
c.) Grundsätzliche Mehrkostenentstehung bei Gesamtbetrachtung mit der Marktprämie	314
d.) Deckelung und Kostenbegrenzung im Rahmen der Flexibilitätsprämie	315
e.) Konkrete (Mehr-)Kostenentstehung durch die Flexibilitätsprämie	315
f.) Zwischenergebnis	316
7. Parameterergebnis	316
III. (Selbst-)Lernfähigkeit des Fördersystems	318
1. Anpassungsfähigkeit des marktprämiierten Direktvermarktungssystems	318
a.) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Berechnung der Prämienhöhe	319
aa.) Anpassungsmöglichkeit bezüglich der Berechnungsformel	319
bb.) Anpassungsmöglichkeit bezüglich der Einzelpositionen im Rahmen der Marktprämienberechnung	320
(1) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Konstanten EV^c	320
(2) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Konstanten P_M^c	322
(a) Einflussmöglichkeiten der Managementprämie auf die Höhe der Marktprämie	322
(b) ‚Unmittelbarkeit‘ der Anpassungsmöglichkeiten über die Managementprämie	324

(c) Grenzen der Anpassung der Managementprämie auf Grund ihres Telos?	327
(d) Verfassungsrechtliche Grenzen der Veränderung der Managementprämienhöhe	328
(aa) Grundsatz des Vertrauensschutzes – das Verbot echter Rückwirkung	328
(bb) Grundsatz des Vertrauensschutzes – die grundsätzliche Zulässigkeit unechter Rückwirkung	332
(cc) Eingriff in das Eigentumsgrundrecht, Art. 14 GG	334
(dd) Eingriff in das Grundrecht der Berufsfreiheit, Art. 12 Abs. 1 GG	339
(ee) Rechtfertigung der Grundrechteingriffe in Art. 12 und Art. 14 GG	342
(e) Zwischenergebnis	353
b.) Sonstige Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Voraussetzungen gemäß § 33g EEG 2012	353
c.) Zwischenergebnis	354
d.) Alternativmöglichkeiten	354
2. Anpassungs- und Justagemöglichkeiten im Rahmen der Flexibilitätprämie	355
a.) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Berechnung der Prämienhöhe	355
aa.) Generelle Anpassungsmöglichkeiten	355
bb.) Verfassungsrechtliche Grenzen der Anpassung	356
cc.) Lediglich kalenderjährliche Anpassungsmöglichkeit	358
b.) Sonstige Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Flexibilitätprämie	359
c.) Zwischenergebnis	360
d.) Sonstige Weiterentwicklungsmöglichkeiten im Rahmen der Direktvermarktung	360

3. Evaluation und Evaluationsfähigkeit im Rahmen der Direktvermarktung	361
e.) Gesetzliche Evaluationspflichten und -maßnahmen	361
aa.) Keine direktvermarktungsspezifischen Evaluationsinstrumente	361
bb.) EEG-Erfahrungsbericht nach § 65 EEG 2012	362
cc.) EEG-Monitoringbericht nach § 65a EEG 2012	364
dd.) Berichterstattung nach § 63 EnWG	365
ee.) Zwischenergebnis und Verbesserungsbedarf	365
f.) Evaluationsfähigkeit der Direktvermarktung	366
4. Ergebnis des Parameters	368
IV. Vermeidung überkomplexer Systeme	370
1. Deutliche Steigerung der Vorschriftentiefe und der Komplexität	370
2. § 33c EEG 2012 als Beispiel insgesamt gesteigerter Komplexität	372
3. Gesteigerte Komplexität als Gesamterscheinung – die Regelung des § 33d EEG 2012	373
4. Weitere Beispiele gesteigerter Komplexität	375
5. Berechnung der Markt- und Flexibilitätsprämie	376
a.) Berechnung der Marktprämie: Grundkonzept vs. tatsächliche Umsetzung	376
b.) Berechnung der Flexibilitätsprämie	378
6. Weiteres, Gesamtbild und Zwischenergebnis	380
V. Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems	382
1. Effektive Miss- und Fehlgebrauchsvermeidung	382
a.) Strenge Regulierung und effektive Missbrauchsvermeidung	383
b.) Durchsetzung mittels Sanktionsregelungen	384
c.) Besonderheiten im Rahmen der Flexibilitätsprämie	387
aa.) Sanktionen im Rahmen der Flexibilitätsprämie	387
bb.) § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 als entscheidender Ausgangspunkt	387
cc.) Dauerhafter Entfall des Anspruchs auf Flexibilitätsprämie	388
dd.) Zwischenergebnis	390
d.) Zwischenergebnis: Effektive Missbrauchsvermeidung	391

2. Vermeidung von Mitnahmeeffekten	391
a.) Grundsätzliche Freiwilligkeit der Direktvermarktung	392
b.) „Wechselmodalitäten“ als relevantes Kriterium	393
c.) Zusammenwirken mit den Sanktionsmechanismen	396
3. Zwischenergebnis	397
4. Vermeidung überkomplexer Systeme vs. Erhaltung der Funktionsfähigkeit	397
VI. Zwischenergebnis	399
E. Besondere Anforderungen an den zweiten Förderweg – marktintegrative Effekte i.e.S.	401
I. Selbstständige und unmittelbare Teilnahme am Strommarkt	401
1. Selbstständige und unmittelbare Teilnahme am Strommarkt	401
a.) Teilnahme am Strommarkt	402
aa.) Unmittelbare Festsetzungen im Rahmen der Direktvermarktungsvorschriften	402
bb.) Die Legaldefinition des Direktvermarktungsbegriffs als Ausgangspunkt	403
cc.) Die Gesetzesbegründung der Vorgängerregelung als weiterer Anknüpfungspunkt	406
dd.) Zwischenergebnis	407
b.) Selbstständigkeit und Unmittelbarkeit der Teilnahme am Strommarkt	408
aa.) Der Anlagenbetreiber als Adressat der Direktvermarktung	408
bb.) Zwischenergebnis	409
2. Teilnahme an allen Handelsplätzen und das Anbieten aller üblichen Handelsprodukte	410
a.) Grundsätzliche Neutralität der Direktvermarktungsvorschriften	411
b.) Mittelbare Bindung an den Spotmarkt im Rahmen der Marktpremie	412

c.) Zulässigkeit des Anbietens von positiver und negativer Regelenenergie	413
aa.) Grundsätzliche Zulässigkeit des Anbietens von Regelleistung	414
bb.) Förderung von positiver Regelenenergie durch die Marktprämie	416
d.) Keine Herkunftsnachweise im Rahmen der marktprämiierten Direktvermarktung	417
3. Sondersituation im Rahmen der anteiligen Direktvermarktung	418
4. Ergebnis des Parameters	419
II. Möglichkeit der Vernetzung auf dem Strommarkt	420
1. Vernetzungen auf dem Strommarkt durch die marktprämiierte Direktvermarktung	421
a.) Unmittelbare Förderung von Vernetzungen oder Kooperationen	421
b.) Mittelbare Förderung von Vernetzungen und Kooperationen	422
aa.) Entstehen eines Teilmarktes für Zwischenhandel	422
bb.) Das Geschäftsmodell des Zwischenhandels im Detail	423
cc.) Die Marktprämie als Finanzierungsmittel und Grundlage des Geschäftsmodells	426
dd.) „Marktdurchdringung“ des Zwischenhandelsmarktes	429
ee.) Generelle Zurechenbarkeit der entstandenen Vernetzungen und Kooperationen	431
2. Zulässigkeit des Zwischenhändlermodells	432
a.) Stellvertretung im Rahmen der Direktvermarktung	432
b.) Abtretbarkeit des Marktprämienanspruchs nach § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012	435
c.) Zwischenergebnis	439
3. Bewertung des Modells des Zwischenhandels unter kooperativen Gesichtspunkten	440
4. Ergebnis des Parameters	442

III. Nachfrage- und Marktpreisorientierung der Anlagenbetreiber	443
1. Nachfrage- und bedarfsorientiertes Produktions- und Anbieterverhalten durch die marktpremiierte Direktvermarktung	444
a.) Vorgehensweise	444
b.) Der theoretische Ansatz der Marktpremie	445
aa.) Primärintstrument „gleitende Prämie“	445
bb.) Funktion der Managementprämie	447
c.) Steuerfunktion der Managementprämie in isolierter Betrachtung	447
aa.) Telos der Managementprämie	448
bb.) Bedeutung der Prognoseerstellung und Ausgleichsenergiebeschaffung	448
cc.) Effekte der Managementprämie	450
dd.) Zwischenergebnis	451
d.) Effekte der Privilegierung der Fernsteuerbarkeit durch die MaPrV	451
e.) Zwischenergebnis	453
f.) Die Wirkung der „zentrale[n] Lenkungsfunktion“ der Marktpremie	453
aa.) Die allgemeine Wirkung der „gleitende[n] Prämie“	454
bb.) Unwirksamkeit der „Lenkungsfunktion“ bei den fluktuierenden Energieträgern	455
(1) Konzeptionelle Ausgestaltung vs. Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot	455
(2) Auswirkungen der mangelnden Berücksichtigung wirtschaftlicher wie auch technischer Gegebenheiten	457
(3) Absolute Fehlsteuerung durch die Marktpremie	459
cc.) Das Händlermodell als Verstärker und Katalysator der unwirksamen „Lenkungsfunktion“	461
(1) Wiederaufleben des Anlagenbetreibers als „Mengenmaximierer“	461

(2) Ausgleich durch positive Effekte seitens der Händler?	463
(3) Zwischenergebnis	463
dd.) Zwischenergebnis: Prämierung marktferner Produktion	464
ee.) Wirkung der Marktprämie im Bereich der steuerbaren Energieträger	465
(1) Veränderte Ausgangslage im Kontext der steuerbaren Energieträger	465
(2) Grundsätzliche Steuerwirkung der „gleitende[n] Prämie“	466
(3) Theoretische Wirkung vs. praktische Hindernisse: Anlagenausrichtung als Wirkungshemmnis	468
(4) Schlussfolgerungen und Zwischenergebnis	470
2. Nachfrage- und bedarfsgerechtes Produktions- und Anbieterverhalten durch die Flexibilitätsprämie	471
a.) Koppelung der Flexibilitätsprämie an die Marktprämie	471
b.) Theoretischer Ansatz der Flexibilitätsprämie	472
c.) Einzelwirkungen der Flexibilitätsprämie	473
d.) Wirkung der Flexibilitätsprämie unter Berücksichtigung der Wirkung der Marktprämie	476
e.) ‚Theoretische‘ Wirkung vs. tatsächliche Nutzung	478
f.) Zwischenergebnis	479
3. Wirkung der prämierten Direktvermarktung im Kontext der Regelleistung	479
a.) Ausgangssituation: „einspeiseabhängige Gewährung der Marktprämie“	480
b.) Mittelbare Effekte im Kontext der allgemeinen Regelleistungsvoraussetzungen	481
c.) Anreizsetzung zur Bereitstellung positiver Regelleistung bei steuerbaren Energieträgern	483
d.) Anreizsetzung zur Bereitstellung positiver Regelleistung im Kontext fluktuierender, nicht-steuerbarer Energieträger	486
e.) Steuerwirkung bei steuerbaren Anlagen im Kontext negativer Regelleistung	487

f.) Steuerwirkung bei fluktuierenden, nicht-steuerbaren Energieträgern im Kontext negativer Regelleistung	489
g.) Zwischenergebnis	490
4. Parameterergebnis	491
IV. Langfristiges Erzielen marktfähiger Preise durch Markt- und Flexibilitätsprämie	492
1. Grundsätzliche Neutralität der allgemeinen Direktvermarktungsvorschriften	493
2. Einflusswirkung der marktpremierten Direktvermarktung auf die Preisgestaltung	493
a.) Preistiefstellungswirkung des Marktpremienmechanismus	493
b.) Starre Kopplung der Marktpremie an die Mindestvergütungssätze	495
c.) Preissenkungseffekte durch die Degression der Managementprämie	496
d.) Zwischenergebnis	496
3. Einflusswirkung der Flexibilitätsprämie auf die Preisgestaltung	497
4. Parameterergebnis	497
V. Vermittlung allgemeiner Marktrisiken	498
1. Untersuchungsmaßstab	498
2. Wirkung der Marktpremie im Kontext der fluktuierenden Energieträger	499
a.) Fortwirken und Durchschlagen der mangelnden Steuerwirkung der Marktpremie	499
b.) Verifikation durch Prognosen und Untersuchungen	501
aa.) Mehr- und Mindereinnahmen in der marktpremierten Direktvermarktung	501
bb.) Real erzielbare Zusatzeinnahmen durch die Managementprämie	503
cc.) Zwischenergebnis	504
c.) Verschärfungen durch das Zwischenhandelsmodell	504
aa.) Risikenverlagerung auf den „Zwischenhändler“	504
bb.) Das Insolvenzrisiko des „Zwischenhändler[s]“ als Korrekturwirkung?	506
d.) Zwischenergebnis	507

3. Risikenvermittelnde Wirkung der Marktprämie im Kontext der steuerbaren Energieträger	507
a.) Die potenzielle Steuerwirkung der Marktprämie als veränderte Ausgangslage	508
b.) Effekte des Zwischenhandels	508
c.) Zwischenergebnis	509
4. Zwischenergebnis – Übereinstimmung mit Forschung und weiterer Literatur	509
5. Effekt der Sozialisierung von Marktrisiken und Schaffung von Investitionssicherheit	511
VI. Marktfremde Risiken, Hemmnisse und Umsetzungsprobleme der (geförderten) Direktvermarktung	512
1. (Anfänglich?) defizitäre Implementation der Marktprämie in der Praxis	513
2. Sanktionen des Missbrauchsvermeidungsmechanismus als marktfremdes wirtschaftliches Risiko	516
a.) Rechtsfolge der Sanktionsnorm des § 33g Abs. 3 EEG 2012	517
aa.) § 33g Abs. 3 EEG 2012 als Bestandteil effektiver Missbrauchsvermeidung	517
bb.) Wirtschaftliche Risiken der Rechtsfolge des § 33g Abs. 3 EEG 2012	518
b.) Marktfremdheit der wirtschaftlichen Risiken	519
c.) Beherrschbarkeit der Sanktionsauslösung durch den Anlagenbetreiber	520
d.) Verhältnismäßigkeit der Sanktionsregelungen	522
aa.) Grundrechtsrelevanz der Sanktionsregelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012	522
bb.) Legitimer Zweck	524
cc.) Geeignetheit	525
dd.) Erforderlichkeit	526
ee.) Angemessenheit / Verhältnismäßigkeit i.e.S.	527
ff.) Zwischenergebnis	529
gg.) Schlussfolgerungen für den vollständigen Prämienentfall im Kontext der Flexibilitätsprämie	530

3. Die Regelung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 als Hemmnis und wirtschaftliches Risiko	530
a.) Der Synchronisationszwang des § 33c Abs. 1 EEG 2012	531
b.) Der Umfang des Synchronisationszwangs nach § 33c Abs. 1 EEG 2012	531
c.) Die Bedeutung des Synchronisationszwangs für die energiewirtschaftliche Praxis	535
d.) Die Hemmniswirkung der Synchronisationspflicht des § 33c Abs. 1 EEG 2012	537
e.) Hemmnisentschärfung durch Synchronisationsanspruch	539
aa.) Kein unmittelbarer Anspruch auf Synchronisation	540
bb.) Anspruch auf Synchronisation im Wege einer Analogie?	540
cc.) Zwischenergebnis	542
f.) Erweiterte Risikenwirkung des Synchronisationszwangs durch § 33g Abs. 3 Nr. 1 EEG 2012	543
g.) Marktfremdheit und Zwischenergebnis	544
4. Zwischenergebnis und Schlussfolgerungen im Kontext der Investitionssicherheit	545
VII. Grundsätzliche Differenzierung im Rahmen der prämierten Direktvermarktung	546
1. Berücksichtigung der Prägung der Gestehungskosten durch Anlagentypus, -größe, -alter und -anzahl	546
a.) Grundsätzliche Neutralität der Direktvermarktungsvorschriften	547
aa.) Ausgangspunkt: Allgemeiner Direktvermarktungsbegriff	547
bb.) Beschränkungen und Differenzierungen im Rahmen des § 33g Abs. 1 EEG 2012	548
cc.) Zwischenergebnis	549
b.) Differenzierung innerhalb der Bemessung der Marktprämie?	549
aa.) Konzeptionelle Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung	550
bb.) Generelle Berücksichtigung des Anlagentypus	551

c.) Lediglich allgemeine Berücksichtigung des Kriteriums der Anlagengröße	553
aa.) Grundsätzliche Differenzierung nach Bemessungsleistung oder installierter Leistung	553
bb.) Eingeschränkte Differenzierung im Rahmen bestimmter Erzeugungsformen	554
cc.) Zwischenergebnis	555
d.) Berücksichtigung der Anlagenzahl?	555
aa.) Einbeziehung der Regelung des § 19 EEG 2012 über den anzulegenden Wert nach § 33h EEG 2012	555
bb.) Evaluierung der Differenzierungswirkung des § 19 Abs. 1 S. 1 EEG 2012	557
cc.) Zwischenergebnis und weitere Schlussfolgerungen	558
e.) Keine ausreichende Rücksichtnahme auf das Kriterium des Anlagenalters	559
aa.) Keine weitergehende Differenzierung im Rahmen der Mindestvergütungsbemessung	559
bb.) Ausnahmen von der mangelnden Differenzierung im Kontext der Windenergie	560
cc.) Zwischenergebnis	561
2. Ausreichende Berücksichtigung des Produktionsverhaltens der jeweiligen Anlagen?	562
a.) Grundsätzliche Neutralität der Direktvermarktungsvorschriften	562
b.) Keine eigene Differenzierungswirkung im Rahmen der Koppelung über § 33h EEG 2012	562
c.) Keine Effekte durch die energieträgerspezifische Korrektur des Marktwerts ‚MW‘	563
d.) Minimale Effekte durch die Differenzierung im Rahmen der Managementprämie	564
e.) Direktvermarktungs- und „einspeiseabhängige Gewährung der Marktprämie“ nach § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012	564
3. Differenzierung im Bereich Biogas durch die Flexibilitätsprämie?	566

4. Zwischenergebnis und Konsequenzen mangelnder Differenzierung	566
a.) Zwischenergebnis	566
b.) Fehlförderung von marktfähigen und marktunfähigen Anlagen	567
c.) Parameterergebnis	568
F. Abschließende Bewertung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung	569
I. Generelle marktintegrative Wirkung der prämierten Direktvermarktung	569
1. Das Direktvermarktungssystem als unzureichende Grundlage	569
a.) Monokulturelle Anreizsetzung und Nutzung	569
b.) Weitere (Nicht-)Erfüllung allgemeiner Parameter	570
2. Besondere marktintegrative Effekte durch das Direktvermarktungssystem?	571
a.) Limitierte Positiveffekte im Kontext der besonderen Parameter	571
b.) Nichterfüllung der relevanten marktintegrativen Kriterien	572
3. Gesamtbewertung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung	573
a.) Kein Bewirken vollständiger Marktintegration	573
b.) Ursache: Mangelnde Differenzierung der Ausgangssituation der Integranden	573
c.) Positive marktintegrative Effekte durch das Fördersystem prämierter Direktvermarktung	574
d.) Nachhaltigkeit der Förderung oder „Rosinenpicken“ 2.0?	574
aa.) Langfristige Nutzung als Grundbedingung jeglicher Nachhaltigkeit	575
bb.) Langzeitbindung durch die allgemeine Ausgestaltung der Direktvermarktung?	576
(1) Grundsätzlich keine unmittelbare Langzeitbindung	576

(2) Ausnahme:	
Direktvermarktungsverpflichtete	
Biogasneuanlagen	577
(3) Ausnahme: Flexibilitätsprämie	577
(4) Zwischenergebnis	578
cc.) Die Möglichkeit der Mehreinnahmenerzielung als relevantes Kriterium	578
dd.) Degression der Managementprämie (P_M') vs. Anreizwirkung und „Handlingkosten“	578
ee.) Auswirkungen der Degression der Managementprämie auf das Modell des Zwischenhandels	581
ff.) Keine Nachhaltigkeit der Effekte der marktpremiierten Direktvermarktung	583
gg.) Keine Änderungen durch die Flexibilitätsprämie im Kontext der Biogasanlagen	584
hh.) Nachhaltigkeit im Kontext der direktvermarktungsverpflichteten Biogasneuanlagen	585
ii.) Abschließende Wertung zur Nachhaltigkeit	587
e.) Gesamtbewertung des Fördersystems der Direktvermarktung	587
II. Gesamteffizienz im Sinne des ökonomischen Prinzips – abschließende Kosten-Nutzen-Bewertung	588
III. (Un-)Möglichkeit der Marktintegration erneuerbarer Energien	589
1. Mangelnde Erzielbarkeit der Bedarfsgerechtigkeit bei nicht-steuerbaren Erzeugungsanlagen	590
2. Überwindung der Marktintegrationsunfähigkeit der Einzelanlagen	592
a.) Förderung ‚virtueller Kraftwerke‘ als erster Ansatzpunkt	593
aa.) ‚Virtuelle Kraftwerke‘ als Anlagenzusammenschluss	593
bb.) Effekte ‚virtueller Kraftwerke‘	594
cc.) Zwischenergebnis und weitere Schlussfolgerungen	596

dd.) Die Umsetzung virtueller Kraftwerke im Fördersystem	597
b.) Förderung von Energiespeichern als elementare marktintegrative Aufgabe	598
aa.) Positiveffekte von Stromspeichern im Kontext der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien	599
bb.) Kombinationsmöglichkeit der Speicherförderung mit dem Instrument virtueller Kraftwerke	600
cc.) Die Umsetzung der Förderung von Stromspeichern	601
dd.) Zwischenergebnis	602
c.) Keine unmittelbare Lösung über alternative Marktmodelle	603
aa.) Kapazitätsmarktmodell lediglich als Abhilfe der Effekte	603
bb.) Quotenmodell ohne Einfluss auf die Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot	606
(1) Der Mechanismus des Quotenmodells	606
(2) Mangelnde Eignung des Quotenmodells	607
cc.) Zwischenergebnis	608
d.) Zwischenergebnis: Grundsätzlich mögliche Marktintegration – aber nicht zum jetzigen Entwicklungsstand	609
3. Exkurs: Der Umgang mit marktintegrationsunfähigen Akteuren im Rahmen der Marktintegration	610
a.) Ausgangsproblem: Fördermöglichkeit vs. mangelnde Marktfähigkeit	610
b.) Fördersätze nach dem Modell „Börsenpreis plus fester Zuschlag“	611
c.) Ausnahmecharakter der Förderung nicht marktintegrationsfähiger Anlagen	613
IV. Ergebnis und kritische Schlussbemerkungen	613
1. Keine Herbeiführung der Marktintegration durch die novellierte Direktvermarktung	613
2. Der Terminus der Marktintegration als politische Begrifflichkeit	615
3. Veränderung der Finanzierungsbasis des Fördersystems	616

4. Ergebnis	616
G. Verbesserungen oder reine Kosmetik durch die EEG-Novelle 2014?	619
I. Förderung erneuerbarer Energien und Direktvermarktung im EEG 2014	620
1. Grundsätzliche Neugestaltung der Verwertungsformen im EEG 2014	621
a.) Verwertungsformen im EEG 2014	621
aa.) Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 Abs. 1 EEG 2014	621
bb.) Anteilige Inanspruchnahme der Veräußerungsformen	622
cc.) Eigen- und Drittverbrauch gemäß § 20 Abs. 3 EEG 2014	623
b.) Neue Formen der Einspeisevergütung	623
aa.) Einspeisevergütung für kleine Anlagen gemäß § 37 EEG 2014	624
bb.) Einspeisevergütung in Ausnahmefällen gemäß § 38 EEG 2014	625
c.) Direktvermarktung als Regelfall für Neuanlagen	627
d.) Generelle Situation und Ausnahmen für Bestandsanlagen	629
aa.) Neuanlagen vs. Bestandsanlagen	629
bb.) Generelle Geltung des EEG 2014 für Bestandsanlagen	630
cc.) Verwertungsformen für Bestandsanlagen	630
2. Modifikationen im Rahmen der Förderinstrumente sowie der Förderberechnung und -bemessung	631
a.) Veränderungen i.R.d. allgemeinen Berechnung und Bemessung der Marktprämie	631
aa.) Generelle Veränderungen	631
bb.) Situation für Bestandsanlagen	633
b.) Nullvergütung bei anhaltend negativen Strompreisen	633
c.) Fernsteuerbarkeit als Inanspruchnahmevoraussetzung der Marktprämie	634

d.) Änderungen im Kontext von Biomasse / Biogas	635
aa.) Veränderter Förderansatz	635
bb.) Flexibilitätzuschlag statt Flexibilitätsprämie	636
cc.) Situation für Bestandsanlagen	637
(1) Vergütung	637
(2) ‚Neuregelung‘ der Flexibilitätsprämie	637
e.) Ausschreibungen als Instrument zur Förderhöhenbestimmung	638
3. Zwischenergebnis	639
II. Verbesserung der marktintegrativen Wirkung durch die EEG-Novelle 2014?	640
1. Veränderungen im Rahmen der allgemeinen Parameter	640
a.) Nutzung, Anreizsetzung, deren Notwendigkeit und Bewertung	640
aa.) Anreizsetzung und deren Notwendigkeit	641
bb.) Nutzung der Direktvermarktung i.R.d. EEG 2014	642
b.) Kostenentstehung und Kostengünstigkeit	646
aa.) Einpreisen der Managementprämie	646
bb.) Senkung der ‚Managementprämiensätze‘	647
cc.) Geänderter Förderansatz im Kontext der Biogasanlagen	647
(1) Reduzierung der Fördermenge	647
(2) Flexibilitätzuschlag statt Flexibilitätsprämie	648
dd.) Ausschreibung des anzulegenden Werts als Basis der Förderbemessung	650
ee.) Zwischenergebnis	651
c.) Vermeidung überkomplexer Systeme	651
aa.) Allgemeine Neugestaltung des Förder- und Direktvermarktungssystems	651
(1) Grundsätzliche Neugliederung	651
(2) Umgestaltung der Voraussetzungen und Sanktionsregelungen	652
bb.) Neugestaltung der Prämienberechnung	653
(1) Veränderungen im Rahmen der Marktpremie	653
(2) Vereinfachungen im Kontext des Flexibilitätzuschlags	654

cc.) Verweisungsvorschriften – Situation für Bestandsanlagen	655
dd.) Zwischenergebnis	656
d.) (Selbst-)Lernfähigkeit des Fördersystems	657
aa.) Anpassungsmöglichkeit der eingepreisten Managementprämiensätze	657
bb.) Evaluationsmaßnahmen und -fähigkeit	658
cc.) Zwischenergebnis	658
e.) Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems	659
aa.) Effektive Miss- und Fehlgebrauchsvermeidung	659
bb.) Vermeidung (kurzfristiger) Mitnahmeeffekte	659
f.) Zwischenergebnis	661
2. Veränderungen im Rahmen der besonderen Parameter	661
a.) Selbstständige und unmittelbare Teilnahme am Strommarkt	661
b.) Möglichkeit der Vernetzungen auf dem Strommarkt	661
aa.) Fortbestehende Zulässigkeit des Zwischenhandelsmodells	662
bb.) Konzentration im Rahmen des Zwischenhandels	663
c.) Nachfrage- und Marktpreisorientierung der Anlagenbetreiber	665
aa.) Veränderte Berechnungsweise der Marktprämie	666
bb.) Herabsetzen der Managementprämiensätze	667
cc.) Nullvergütung bei anhaltend negativen Strompreisen	668
dd.) Einführung verpflichtender Fernsteuerbarkeit	670
ee.) Änderungen im Rahmen von Biogasneuanlagen	670
ff.) Keine Auswirkungen des Ausschreibungsmodells	671
gg.) Gesamtwirkung der erfolgten Modifikationen für Bestands- und Neuanlagen	672
d.) Langfristiges Erzielen marktfähiger Preise	673
e.) Vermittlung allgemeiner Marktrisiken	673
f.) Marktfremde Hemmnisse und Risiken	675
g.) Grundsätzliche Differenzierung im Rahmen der geförderten Direktvermarktung	675
h.) Zwischenergebnis	676

Inhaltsverzeichnis

3. Nachhaltigkeit	676
a.) Situation im Kontext von Bestandsanlagen	676
b.) Situation im Kontext von Neuanlagen	677
c.) Zwischenergebnis	679
III. Ergebnis	679
H. Zusammenfassung in Thesen	681
I. Ausgangsproblemstellung und relevante Grundbegriffe	681
II. Untersuchungsparameter	682
III. Mangelhafte Rahmenbedingungen durch das System der Direktvermarktung	683
IV. Lediglich beschränkte marktintegrative Wirkung i.e.S.	684
V. Marktfremde Wirkungen der prämierten Direktvermarktung und mangelnde Differenzierung	686
VI. Mangelnde Nachhaltigkeit und Effizienz	687
Literaturverzeichnis	689
Anhang	717

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Grafische Darstellung des EEG-Belastungsausgleichs	94
Abbildung 2:	Kausalkette Fördersystem (stark vereinfachte Darstellung)	191
Abbildung 3:	Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2012	264
Abbildung 4:	Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2013	264
Abbildung 5:	Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2011	266
Abbildung 6:	Anteile der Direktvermarktungsformen in den Jahren 2012 und 2013 im Vergleich	270
Abbildung 7:	Die Nutzung der marktprämiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten im Jahr 2012	277
Abbildung 8:	Die Nutzung der marktprämiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten im Jahr 2013	277
Abbildung 9:	Die Nutzung der Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten im Jahr 2011	279
Abbildung 10:	Marktprämie nach § 33g EEG 2012	299
Abbildung 11:	Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2014	643

Abbildung 12:	Die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten von Januar bis Juli 2014 unter Geltung des EEG 2012	644
Abbildung 13:	Die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsformen von August bis Dezember 2014 unter Geltung des EEG 2014	644

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Managementprämiensätze und deren Degression	297
Tabelle 2:	Marktprämierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	717
Tabelle 3:	Grünstromprivilegierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	718
Tabelle 4:	Sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	719
Tabelle 5:	Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	719
Tabelle 6:	Marktprämierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	720
Tabelle 7:	Grünstromprivilegierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	721
Tabelle 8:	Sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	722
Tabelle 9:	Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	722
Tabelle 10:	Marktprämierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	723

Tabellenverzeichnis

Tabelle 11:	Grünstromprivilegierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	724
Tabelle 12:	Sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	724
Tabelle 13:	Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2014 unter Geltung des EEG 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	725
Tabelle 14:	Geförderte (marktprämierte) Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	726
Tabelle 15:	Sonstige Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	726
Tabelle 16:	Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2014 unter Geltung des EEG 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	727
Tabelle 17:	Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 im Jahr 2011 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung	728

Abkürzungsverzeichnis

a.F.	alte Fassung
Abb.	Abbildung
ABl. EU	Amtsblatt der Europäischen Union
Abs.	Absatz
Art.	Artikel (Singular und Plural)
Aufl.	Auflage
AusglMechAV	Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung)
AusglMechV	Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung)
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BEE (e.V.)	Bundesverband Erneuerbarer Energien e.V.
Begr.	Begründer
BET	Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BGBI (I)	Bundesgesetzblatt (Teil I)
BiomasseV	Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse (Biomasseverordnung)
BKartA	Bundeskartellamt
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (inzwischen: BMUB)
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, inzwischen: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)
bne	Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur)
BR-Drs.	Bundesratsdrucksache
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerfGE	Sammlung der Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts
BWE (e.V.)	Bundesverband WindEnergie e.V.

Abkürzungsverzeichnis

BWK	BWK, das Energie-Fachmagazin (früher: Brennstoff, Wärme, Kraft) (Zeitschrift)
BWL	Betriebswirtschaftslehre
bzw.	beziehungsweise
ct.	Cent
dass.	dasselbe
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
ders.	derselbe
dies.	dieselbe(n)
E&M	Energie & Management (Zeitschrift)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEG 2000	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 20.3.2000, zuletzt geändert durch das Gesetz vom 22.12.2003 (BGBl. I 2003, S. 3074).
EEG 2009	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25.10.2008, zuletzt geändert durch Art. 13 Abs. 2 des Gesetzes zur Neuordnung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1634).
EEG 2012	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730) geändert worden ist.
EEG 2014	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 4 des Gesetzes vom 22. Juli 2014 (BGBl. I S. 1018) geändert worden ist.
EEWärmeG	Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EE-WärmeG)
EEX	European Energy Exchange
EFET	European Federation of Energy Traders
EG	Europäische Gemeinschaft
Einl	Einleitung
EL	Ergänzungslieferung
emw	Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb (Zeitschrift)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
EPEX (SPOT SE)	European Power Exchange
ER	EnergieRecht (Zeitschrift)
et	Energiewirtschaftliche Tagesfragen (Zeitschrift)

etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EV	„Eventualvergütung“ ¹ / Einspeisevergütung ² / anzulegender Wert nach § 33h EEG 2012 in Cent pro Kilowattstunde (im Rahmen der Berechnung der Marktpremie)
ew	Magazin für die Energiewirtschaft (Zeitschrift)
EWI	Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
f.	folgende (einzelne Seite)
FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung (für Deutschland)
ff.	folgende (mehrere Seiten)
f _{Kor}	Korrekturfaktor für die Auslastung der Anlage (im Rahmen der Berechnung der Flexibilitätsprämie)
Fn.	Fußnote
FP	Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 (in Cent pro Kilowattstunde)
GESY	Green Energy Systems
GFDE	Genossenschaft zur Förderung der dezentralen Erzeugung
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
GWB	Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen
GWh	Gigawattstunde(n)
GWh/a	Gigawattstunden pro Jahr
h	Stunde
Hrsg.	Herausgeber
Hs.	Halbsatz
i.d.R.	in der Regel
i.e.S.	im engeren Sinne
i.e.S.	im eigentlichen Sinne
i.R.d.	Im Rahmen der / des
i.S.d.	im Sinne der / des
i.V.m.	In Verbindung mit
i.w.S.	im weiteren Sinne
insb.	insbesondere
ISI / Fraunhofer ISI	Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung
IWES / Fraunhofer IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
IZES	Institut für ZukunftsEnergieSysteme
JA	Juristische Arbeitsblätter (Zeitschrift)
JuS	Juristische Schulung (Zeitschrift)

1 Salje, EEG 2012, § 33g Rn. 15.

2 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

Abkürzungsverzeichnis

KK	Kapazitätskomponente (im Rahmen der Berechnung der Flexibilitätsprämie, in Euro pro Kilowatt)
kW	Kilowatt
lit.	littera / Litera / Buchstabe
m.w.N.	mit weiteren Nachweisen
m.w.Verw.	mit weiteren Verweisen
MaPrV	Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung), vom 2. November 2012 (BGBl. I, S. 2278)
MCP	Market Clearing Price
MCV	Market Clearing Volume
MEZ	Mitteleuropäische Zeit
MP	Marktpremie / Höhe der Marktpremie i.S.d. § 33g Abs. 2 EEG 2012 in Cent pro Kilowattstunde (im Rahmen der Berechnung der Marktpremie)
MüKo-BGB	Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch
MW	Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts in Cent pro Kilowattstunde, jeweils rückwirkend berechnet (im Rahmen der Berechnung der Marktpremie)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde(n)
MW _p	Mega Watt Peak (Spitzenleistung)
NJW	Neue Juristische Wochenschrift (Zeitschrift)
Nr.	Nummer
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht (Zeitschrift)
OTC	Over-The-Counter
P _{Bem}	Bemessungsleistung nach § 3 Nr. 2a EEG 2012 in Kilowatt (im Rahmen der Berechnung der Flexibilitätsprämie)
P _{Inst}	Installierte Leistung nach § 3 Nr. 6 EEG 2012 in Kilowatt (im Rahmen der Berechnung der Flexibilitätsprämie)
P _M	Managementprämie im Rahmen der Berechnung der Marktpremie
P _{Zusatz}	Zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom in Kilowatt und im jeweiligen Jahr (im Rahmen der Berechnung der Flexibilitätsprämie)
RdE	Recht der Energiewirtschaft (Zeitschrift)
REE	Recht der Erneuerbaren Energien (Zeitschrift)
RL	Richtlinie
RLM	Registrierte Leistungsmessung
Rn.	Randnummer

RW	Energieträgerspezifischer Referenzmarktwert in Cent pro Kilowattstunde (im Rahmen der Berechnung der Marktpremie)
S.	Seite (bei Fußnoten und im Literaturverzeichnis)
S.	Satz (im laufenden Text bei Paragraphen bzw. Normen)
SLP	Standardlastprofil
sog.	sogenannt(e/en)
StrEinspG	Stromeinspeisungsgesetz
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung – StromNEV)
StromNZV	Verordnung über den Zugang zu den Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung)
SWW	Sonne Wind & Wärme (Zeitschrift)
u.	und
u.a.	und andere
UFZ	Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung
vgl.	vergleiche
Vorbem.	Vorbemerkung(en)
vs.	versus
WiVerW	Wirtschaft und Verwaltung, Vierteljahresbeilage zum Gewerbearchiv (Zeitschrift)
z.B.	zum Beispiel
ZEuS	Zeitschrift für Europarechtliche Studien (Zeitschrift)
ZfE	Zeitschrift für Energiewirtschaft (Zeitschrift)
ZNER	Zeitschrift für Neues Energierecht (Zeitschrift)
ZUR	Zeitschrift für Umweltrecht (Zeitschrift)

A. Einleitung und Problemstellung / Gang der Untersuchung

I. Einleitung und Problemstellung

1. Die Energiewende³ als politische Ausgangssituation

Spätestens seit den Geschehnissen im japanischen Kernkraftwerk Fukushima Daiichi vom 11.3.2011⁴ und dem beschlossenen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022⁵ ist es zu einer „Kehrtwende“⁶ „in der Energiepolitik“⁷ gekommen.⁸ In diesem Zusammenhang werden nicht allein die kernenergetischen Erzeugungsmethoden abgeschafft, sondern ebenso die sonstige fossile Stromerzeugung durch regenerative,

3 *BMU*, Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011, abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013); *BMU*, Kurzinfo Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energie/wende/kurzinfo/> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013).

4 Zur Chronologie der Geschehnisse siehe *Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS)*, Fukushima Informationsportal, Chronik der Ereignisse, abrufbar unter: <http://fukushima.grs.de/kommunikation-medien/japan-statusmeldungen> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013); zum aktuellen Stand siehe *dies.*, Fukushima Informationsportal, Aktuelle Entwicklungen, abrufbar unter: <http://fukushima.grs.de/content/aktuelle-entwicklungen> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013).

5 Siehe dazu exemplarisch *BMU*, Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; *Die Bundesregierung*, Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022, abrufbar unter: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html> (zuletzt abgerufen am: 10.3.2014); *FAZ.NET*, Bundesrat beschließt Atomausstieg, abrufbar unter: <http://www.faz.net/artikel/C32436/energiekonsens-gewuerdigt-bundesrat-beschliesst-atomausstieg-30459938.html> (zuletzt abgerufen am: 22.7.2011).

6 *Beck* nach *FAZ.NET*, Bundesrat beschließt Atomausstieg.

7 *FAZ.NET*, Bundesrat beschließt Atomausstieg.

8 Vgl. exemplarisch *BMU*, Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; *Die Bundesregierung*, Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022.

erneuerbare Energien⁹ ersetzt – die sog. Energiewende^{10,11}. Es wird der Aufbruch „in das Zeitalter der erneuerbaren Energien“¹² angestrebt.¹³ Der Hauptanteil fossiler Energien soll soweit wie technisch möglich heruntergefahren werden, wobei das Fernziel eine möglichst vollständige wie auch sichere Stromversorgung aus erneuerbaren Energien darstellt.¹⁴ Da aber die erneuerbaren Energien im Jahr 2012 „lediglich“ einen Anteil von beinahe 23 Prozent am gesamten Stromverbrauch eingenommen haben,¹⁵ bedeutet dies, dass ein weiter fortschreitender Ausbau der erneuerbaren Energien auch zukünftig zur Erreichung der gesetzten Mindestziele¹⁶ unausweichlich ist. Im Zuge dieser – insbesondere politisch stark

9 Zum Begriff der erneuerbaren Energien siehe unten, Abschnitt B.II., S. 62 ff.

10 *BMU*, Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; *BMU*, Kurzinfo Energiewende.

11 Siehe *BMU*, Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011; *BMWi / BMU*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, S. 3 ff., abrufbar unter: http://www.w.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013); zu vertiefenden Informationen sowie zum aktuellen Stand und den gegenwärtigen (politischen) Maßnahmen der Energiewende sei neben den vorgenannten Quellen verwiesen auf *BMWi*, Energiewende auf Erfolgskurs, S. 3 ff., abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiewende-auf-erfolgskurs.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013); *BMU*, Die Themen, Klima – Energie, Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013), dort auch mit diversen weiteren Materialien, inzwischen fortgeführt vom *BMWi* unter *BMWi*, Themen – Energie – Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiewende.html> (zuletzt abgerufen am: 18.2.2014).

12 *Rösler*, in: *BMWi*, Energiewende auf Erfolgskurs, S. 3.

13 Vgl. *Rösler*, in: *BMWi*, Energiewende auf Erfolgskurs, S. 3.

14 Vgl. *BMWi / BMU*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, S. 3 f.; *BMWi*, Energiewende auf Erfolgskurs, S. 4.

15 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 4, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs_XLS/ee-entwicklung_in_deutschland_2012.pdf (zuletzt abgerufen am: 23.3.2013); nach *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 betrug der „Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien [...] [sogar] rund 25 Prozent“ (ebenda).

16 *Müller / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 1 Rn. 30; vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2012 „Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien [...] mindestens zu erhöhen“ (ebenda); vgl. ebenfalls *BR-Drs. 341/11*, S. 1 und S. 87.

forcierten – Geschehnisse sind die erneuerbaren Energien vollständig in das öffentliche Interesse gerückt.

2. Förderung erneuerbarer Energien durch das EEG

Doch nicht erst seit den Geschehnissen in jüngster Zeit – sondern bereits vor mehr als zwei Dekaden – hatte der Gesetzgeber das Bestreben, die erneuerbaren Energien auszubauen und zu fördern.¹⁷ Infolgedessen kam es zum Erlass des Stromeinspeisungsgesetzes vom 7.12.1990¹⁸ und dessen Nachfolgers, das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)“¹⁹, welches wiederum – bis zur derzeit geltenden Fassung – mehreren Novellierungen unterzogen wurde.²⁰ Das EEG weist dabei ein breitgefächertes Spektrum an verschiedensten Privilegierungen und Mechanismen zur Förderung erneuerbarer Energien auf, wobei im Zentrum das Fördersystem der Mindestvergütung (inklusive seines Abnahmezwanges) steht.²¹ Dieses im EEG implementierte, als Einspeise(tarif)- respektive Preismodell einzuordnende System, belohnt die Produktion erneuerbarer Energien durch einen gesetzlich festgelegten Vergütungssatz, der dem jeweiligen Anlagenbetreiber durch den jeweils (lokalen) Netzbetreiber für die jeweils eingespeiste Strommenge ausbezahlt ist, vgl. §§ 16 ff. EEG 2012.²² Darüber hinaus ist der Letztgenannte zur Abnahme des vom Anlagenbetreiber

17 Vgl. BT-Drs. 11/7816, S. 11; BT-Drs. 14/2776, S. 18; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Einführung Rn. 1 ff.; *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Einleitung Rn. 1 ff.; *Salje*, EEG 2012, Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, Einführung Rn. 1 ff. [insb. Rn. 3 ff.].

18 BGBl. I, S. 2633 vom 14.12.1990.

19 BGBl. I, S. 305 vom 31.3.2000.

20 Siehe dazu insgesamt ausführlich *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 1 ff.; *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 1 ff. [insb. 2 ff.]; *Salje*, EEG 2012, Einführung Rn. 1 ff. [insb. Rn. 3 ff.].

21 Vgl. allein dazu BR-Drs. 341/11, S. 88; siehe dazu ausführlich Abschnitt B.IV., S. 69 ff., insb. Abschnitt B.IV.2., S. 72 ff.

22 Vgl. *Ekarde*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einleitung Rn. 30, dort auch im Nachfolgenden (Rn. 32 ff.) zum alternativen Quoten- und Ausschreibungsmodell; siehe zum EEG-Fördersystem vor allem ausführlich Abschnitt B.IV., S. 69 ff.

produzierten Stroms verpflichtet,²³ da ansonsten die jeweilige Vergütungspflicht (mangels erfolgreicher Einspeisung) „ins Leere g[inge] oder jedenfalls gehen könn[te]“^{24, 25} Dabei hat sich das zum Ausbau der erneuerbaren Energien verwandte Fördersystem – und damit das EEG insgesamt²⁶ – bezogen auf die reinen Ausbauzahlen als „sehr erfolgreiches Instrument für die Einführung Erneuerbarer Energien [...] erwiesen“^{27, 28}

Gleichzeitig führt der vorgenannte Mechanismus jedoch zur Entstehung und Anhäufung sowohl finanzieller (Vergütungszahlungen) wie auch physikalischer Lasten (abzunehmende Strommengen) bei den jeweilig gesetzlich verpflichteten Netzbetreibern.²⁹ Um diese von der vorgenannten Last zu befreien, und vor allem für eine bundesweit homogene Verteilung der jeweiligen EEG-Strommengen³⁰ wie auch gezahlten Vergütungen zu sorgen,³¹ hat der Gesetzgeber im EEG zwar ein mehrstufiges Ausgleichs-

23 Vgl. *Ekdardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einleitung Rn. 30; vgl. zudem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/e-e-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klinski_eeg_verguetung.pdf (zuletzt abgerufen am: 8.11.2013), wonach „der Vergütungsanspruch [...] untrennbar mit dem Anspruch auf Abnahme des erzeugten Stroms verbunden ist“ (ebenda); siehe dazu insgesamt ausführlich Abschnitt B.IV.2.b.), S. 76 f.

24 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8.

25 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8; siehe dazu noch Abschnitt B.IV.2.b.), S. 76 f.

26 So *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 31.

27 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 31.

28 So insgesamt zum EEG *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 31; vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 1; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, § 33a Rn. 2.

29 Vgl. *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, Band 3, VI. B. 1, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) (zukünftig zitiert als: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012), Einführung Rn. 48; *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 34 Rn. 3.

30 Der Begriff EEG-Strom bezeichnet den Strom, der mittels Erneuerbaren Energien i.S.d. § 3 Nr. 3 EEG 2012 oder Grubengas hergestellt wird, sodass grundsätzlich eine Vergütung nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 erfolgen könnte („vergütungsfähiger Strom“).

31 *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 15; siehe zudem *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 48 sowie ebenso *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 2.

system vorgesehen.³² Dieses bewirkt aber lediglich, dass die insoweit anfallenden finanziellen Lasten über eine (lediglich zur Kostenverteilung) gebildete EEG-Umlage auf die letztverbraucherversorgenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen – und im Endeffekt demnach auf die Letztverbraucher selbst – abgewälzt werden.³³ Insofern resultiert aus dem vorgenannten System eine einseitige (Mehr-)Kostenentstehung bei den (nichtprivilegierten³⁴) Letztverbrauchern.

3. Kosten der EEG-Förderung als volkswirtschaftliches Problem

Die insoweit zu bildende – und von den Letztverbrauchern dementsprechend zu begleichende –³⁵ EEG-Umlage betrug dabei im Jahr 2011³⁶ noch ‚lediglich‘ 3,530 Cent pro Kilowattstunde,³⁷ wobei diesem Wert ein Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Bruttostromverbrauch von 20,5

32 Vgl. *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 15; vgl. außerdem *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 48 sowie *Cosack*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 2.

33 Siehe *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 48 ff. sowie ebenso *Cosack*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 4 ff.; siehe außerdem (zum EEG 2009) *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 34 Rn. 2 ff. sowie *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 16 ff.; siehe vor allem dazu ausführlich unten Abschnitt B.IV. 3., S. 81 ff.

34 *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWKG, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Umlage 2011, abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage%202011.htm> (zuletzt abgerufen am: 16.9.2013).

35 Siehe *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 29.

36 Die Daten zur Errechnung der Kostensteigerungen stellen dabei gezielt auf das Jahr 2011 ab, da die seinerzeit errechnete EEG-Umlage noch nicht die im Rahmen der EEG-Novelle eingeführte marktprämierte Direktvermarktung enthielt, welche die Daten maßgeblich beeinflusst. Gleichwohl ist darauf hinzuweisen, dass im Rahmen der EEG-Umlagen-Berechnung eine gewisse Einflussnahme durch das Grünstromprivileg zu verzeichnen ist, vgl. insoweit *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWKG, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Jahresabrechnung 2011, EEG-Mengentestat 2011 auf Basis von WP-Bescheinigungen per 20.7.2012: Stromeinspeisemengen, Direktvermarktung, Vergütungen und Letztverbräuche, Folie 1, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/2011_EEG-Jahresabrechnung.pdf (zuletzt abgerufen am: 16.9.2013).

37 *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG-Umlage 2011.

Prozent gegenüberstand. Wie bereits dargelegt ist aber das Ziel des Gesetzgebers, den Anteil der erneuerbaren Energien immer weiter auszubauen.³⁸ Würden die bisherigen Markt- und Förderbedingungen im Verlauf des Erwähnten unverändert beibehalten, entstünden weitere, erheblich ansteigende Differenzkosten³⁹. Gerechnet auf die Ausbauziele der Bundesregierung⁴⁰ – und zugleich des Gesetzgebers⁴¹ – bis zum Jahr 2030 den „Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung“⁴² auf fünfzig Prozent zu steigern,⁴³ ist mit Differenzkosten rundgerechnet in Höhe von 8,61 Cent/kWh zu rechnen. Bei Erreichung des gesetzten „Mindestziel[s]“⁴⁴ von achtzig Prozent erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050⁴⁵ würden infolgedessen Differenzkosten in Höhe von 13,78 Cent pro Kilowattstunde entstehen. Bei einer vollständigen Stromversorgung aus

38 Vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2012; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 ff. sowie *BMWi*, *Energie-wende auf Erfolgskurs*, S. 4.

39 Mit dem Begriff der Differenzkosten ist vorliegend nichts anderes als die anfallende EEG-Umlage gemeint, welche „die Differenz aus den Einnahmen und den Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber bei der EEG-Umsetzung nach § 3 Abs. 3 und 4 AusglMechV sowie § 6 AusglMechAV [abbildet und ausgleicht]“ (*50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Umlage 2014, abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm> (zuletzt abgerufen am: 23.12.2013), siehe zum Entstehen und zur Bildung der EEG-Umlage Abschnitt B.IV.3., S. 81 ff., insb. Abschnitt B.IV.3.d.), S. 89 ff. [S. 91]; zu deren Berechnung sei ausführlich verwiesen auf *Cosack*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 37 Rn. 8 und Rn. 44 ff.

40 Vgl. dazu *BMWi / BMU*, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, S. 5; vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Einführung Rn. 31.

41 Vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2012.

42 § 1 Abs. 2 EEG 2012.

43 Vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2012; BR-Drs. 341/11, S. 1 und S. 87; vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Einführung Rn. 31.

44 *BMU*, Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), S. 6, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.11.2013).

45 Vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2012; vgl. *BMWi / BMU*, *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*, S. 5; vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Einführung Rn. 31.

erneuerbaren Energien wären die Differenzkosten hypothetisch⁴⁶ gar mit 17,22 Cent je Kilowattstunde zu beziffern. Dies würde zu enormen Belastungen für die Letztverbraucher führen.⁴⁷ Für sowohl Industrie- als auch Haushaltskunden entstünden – sowohl mittel- wie auch unmittelbar – erhebliche Mehrkosten.⁴⁸ Diese zögen spürbare volkswirtschaftliche Auswirkungen nach sich, da es wohl keine Handelsgüter und -waren gibt, für deren Produktion, Transport und Vertrieb keine elektrische Energie benötigt wird. Selbst bei einer weitergehenden⁴⁹ Privilegierung der industriellen Großverbraucher durch die teilweise Befreiung von der EEG-Umlage käme es zu einem enormen Kostenanstieg.⁵⁰ Denn die Befreiung einzelner ‚privilegierter‘ Unternehmen als Großverbraucher von der EEG-Umlage muss letztlich von den regulären, ‚nichtprivilegierten‘

46 Diese Rechnung unterliegt einer mehrfachen Hypothese: Zum einen, dass die Markt- und Förderbedingungen unverändert blieben; zum anderen, dass eine Differenzkostenbildung selbst bei 100-prozentiger Stromversorgung aus erneuerbaren Energien stattfinden würde (in Form einer gleichhohen Förderumlage, da eine Differenzkostenbildung nicht mehr stattfinden kann, da die frei vermarktenden, regulären Energien als zugrunde liegender Index entfielen). Außerdem wird auch die Hypothese der technischen Realisierbarkeit einer Vollversorgung aus erneuerbaren Energien im Strombereich zugrunde gelegt.

47 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 7, insoweit werden sogar Fehlentwicklungen in der Vergangenheit attestiert; siehe *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/energiepolitik-wettbewerb-ist-der-schlüssel-zur-energiewende-11825402.html> (zuletzt abgerufen am: 17.9.2013); vgl. zudem *Koenemann*, Klarer Kurs, SWW 15/2011, S. 10 [S. 10 f.]; zu den generellen Belastungen der Stromverbraucher durch die Förderung erneuerbarer Energien insgesamt sei auch verwiesen auf *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage, S. 95 ff.

48 Vgl. gerade *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET.

49 Die in Abschnitt 4 Teil 2 des EEG 2012 in den §§ 40 ff. vorgesehene „Besondere Ausgleichsregelung für stromintensiven Unternehmen und Schienenbahnen“ (ebenda) ist dabei aus europarechtlicher Sicht höchst umstritten, vgl. exemplarisch dazu *Eder / Wetzel*, EU greift Strompreis-Privilegien an, DIE WELT, abrufbar unter: http://www.welt.de/print/die_welt/wirtschaft/article123101460/EU-greift-Strompreis-Privilegien-an.html (zuletzt abgerufen am: 18.1.2014). Ob diese beibehalten wird beziehungsweise werden kann, bleibt abzuwarten.

50 Diese Problematik hat der Gesetzgeber anscheinend ebenfalls erkannt, da es im Entwurf zum Erfahrungsbericht des EEG heißt, dass „[...] die Transformation zu einer Energieversorgung, die auf erneuerbaren Energien basiert, für Wirtschaft und Verbraucher wirtschaftlich vernünftig [ausgestaltet werden muss]“ (*BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 10).

Stromverbrauchern getragen werden.⁵¹ Diese drastischen gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen einer mit dem Ausbau erneuerbarer Energien exponentiell ansteigenden EEG-Umlage können nicht hingenommen werden.⁵² Dies bedeutet, dass bereits die drohenden horrenden volkswirtschaftlichen Kosten einen Systemwechsel erfordern. Es darf damit nicht bei dem derzeitigen regulären EEG-Fördermechanismus der Mindestvergütung über die EEG-Umlage bleiben.

4. Die Sonderrolle erneuerbarer Energien als Produkt gesetzgeberischer Förderung

Das Vorgenannte ist nicht der einzige schwerwiegende Grund, der gegen das Mindestvergütungsfördersystem spricht. Gleichzeitig hat das Förder(doppel)instrumentarium aus Abnahmezwang und Mindestvergütungspflicht durch den Netzbetreiber nämlich zur Entstehung einer äußerst problematischen ‚Sonderrolle‘ der erneuerbaren Energien (gegenüber den regulären Akteuren) auf dem Strommarkt⁵³ geführt.⁵⁴ Die erneuerbaren

51 Zur Besonderen Ausgleichsregelung sei ausführlich verwiesen auf die Kommentierungen von *Große / Kachel*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 40 Rn. 1 ff.; *Posser / Altenschmidt*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 40 – 44 Rn. 1 ff. sowie § 40 Rn. 1 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 40 Rn. 1 ff. und auch BR-Drs. 341/11, S. 99 ff. [insb. S. 164 ff.].

52 Zu den (weiteren) negativen volkswirtschaftlichen Effekten der Förderung erneuerbarer Energien siehe insgesamt kritisch *Fronde / Schmidt*, Die EEG-Förderung erneuerbarer Energien: Kein Erfolgsmodell, Wirtschaftsdienst 2010, S. 647 [S. 647 ff., insb. S. 648].

53 Der Begriff des Strommarktes wird im Nachfolgenden grundsätzlich als Synonym für den Erzeuger- und Erstabsatzmarkt von Strom (Großhandelsmarkt) verwendet. Zu diesem und zur generellen Gliederung des gesamten Strommarktes siehe Abschnitt B.VI., S. 119 ff., insb. Unterabschnitt B.VI.3., S. 126 ff.

54 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73, abrufbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom__2_.pdf (zuletzt abgerufen am: 18.11.2011); *Gawel / Purkus*, Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien: Probleme der Marktprämie nach EEG 2012, ZUR 2012, S. 587 [S. 587], wonach „der Gesetzgeber [zwecks Ausbaus der erneuerbaren Energien] einen außermärklichen Sonderbereich [etabliert]“ (ebenda), bei dem unter anderem das Vergütungssystem ein „[z]entrales Element“ (ebenda) dieser „Sonderstellung“ (ebenda) ausmacht (siehe ebenda); *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.

Energien können auf Grund des EEG-Fördermechanismus stets völlig entkoppelt⁵⁵ von der jeweiligen Marktlage – also der jeweiligen Preis- und Nachfragesituation – produzieren und einspeisen („produce and forget“⁵⁶).⁵⁷ Sie werden demnach in kaum einer Weise mit den Geschehnissen des Strommarktes konfrontiert,⁵⁸ und sind folglich auch nicht dem freien Wettbewerb unterworfen.⁵⁹ Bedeutend ist für den Anlagenbetrieb lediglich die Maximierung der Produktion⁶⁰ zwecks maximaler Vergütungserzielung. Der Anlagenbetreiber ist im Rahmen des Mindestvergütungsfördersystems ein bloßer „Mengenmaximierer“^{61, 62} dem es grundsätzlich an der höchsten Auslastung seiner Erzeugungsanlage gelegen ist.

Dies kann ihm jedoch nicht selbst vorgeworfen werden, sondern ist vielmehr dem Gesetzgeber anzulasten, da allein das Fördersystem den jeweiligen Anlagenbetreiber zu diesen Verhaltensweisen „zwingt“. Denn schließlich ist jedem Anlagenbetreiber als homo oeconomicus nur an

55 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 587].

56 Wustlich / Müller, Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; ebenso Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 2.

57 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; siehe Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 2; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; vgl. Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 2 und Rn. 8; vgl. zudem Säcker, Marktabgrenzung, Marktbeherrschung und Markttransparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt, et 4/2011, S. 74 [S. 75].

58 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 380]; Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 1 sowie Fn. 20.

59 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; Säcker, et 4/2011, S. 74 [S. 75].

60 Vgl. Pilgram, Grünstromprivileg vs. Marktprämie – Chancen und Risiken, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

61 Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

62 Vgl. Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

rationalem Handeln gelegen.⁶³ Dies umfasst vor allem⁶⁴ die „Erzielung möglichst großer Ergebnisse bei [...] feststehendem Mitteleinsatz“⁶⁵.⁶⁶ Es geht dem Anlagenbetreiber somit allein um die Anwendung und Umsetzung des ökonomischen Prinzips.⁶⁷

5. Auswirkungen auf die Marktentwicklung und auf die Versorgungssicherheit

Diese durch das EEG-Fördersystem der Mindestvergütung hervorgerufene marktferne Situation ist schon isoliert betrachtet recht prekär. Führt man sich weiterhin vor Augen, dass das Ziel des Gesetzgebers im immer weiteren, stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung liegt,⁶⁸ droht sich die bisherige Problemlage zukünftig noch erheblich weiter zu verschärfen. Aus einem abgeschotteten⁶⁹ Teilmarkt könnte infolgedessen ein vollkommen planwirtschaftlicher⁷⁰ Einheitsmarkt werden. Dies hätte wiederum erhebliche Auswirkungen auf die bisherigen Teilnehmer⁷¹ des Strommarktes (vor allem reguläre Kraftwerksbetreiber): Diese sind bereits in der jetzigen Situation des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf Grund der vom EEG

63 Vgl. *Burow*, Einführung in die ökonomische Analyse des Rechts, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, Funktionales Privatrechtsverständnis und ökonomische Analyse des Rechts, JA 1998, S. 335 [S. 337]. Siehe zum Modell des homo oeconomicus Abschnitt C.II.2.a.)aa.), S. 166 f.

64 Neben der Herbeiführung des maximalen Erfolges mit den zur Verfügung stehenden Mitteln umfasst das rationelle Handeln des homo oeconomicus (alternativ) die Erreichung des festgesetzten Ziels mit möglichst minimalem Mitteleinsatz, siehe *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; siehe ebenso *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 337].

65 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

66 Vgl. *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 337].

67 Vgl. *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; *Behrens / Kirspel*, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, S. 57; *Roberts / Mosen* / *Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (V – Z), S. 3425 [„Wirtschaftlichkeitsprinzip“]; *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 63.

68 Vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2012; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 und S. 87.

69 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 9; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, 33a Rn. 2.

70 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 9.

71 Zu den Teilnehmern des Strommarktes sei auf Abschnitt B.VI.3.e.), S. 146 ff. verwiesen.

eingeräumten Förder- und Vorrangregeln gewissen wirtschaftlichen Problemen unterworfen.⁷² Insofern wird im Rahmen des nachfolgenden Ausbaus der erneuerbaren Energien nicht nur eine ‚Markträumung‘ der Erzeugungsarten durch das EEG erfolgen. Vielmehr wird bei der Beibehaltung der derzeitigen Mechanismen sogar die Versorgungssicherheit gefährdet.⁷³

Gleichzeitig führt der Mechanismus der Mindestvergütung im Zusammenwirken mit der Vorrangregelung überdies noch zum Entstehen von negativen Strompreisen, welche wiederum zu Wohlfahrtsverlusten führen und sich negativ auf den Gesamtstrommarkt auswirken.⁷⁴ Im Rahmen des weiteren EE-Ausbaus käme es damit zu weiteren Verschärfungen des aufgezeigten Problems. Demgemäß bietet ein derart künstlicher Markt keinerlei Chance, das Problem der Entstehung hoher volkswirtschaftlichen Kosten zu entschärfen. Der dargelegte Mechanismus hat vielmehr erst zu diesen Problemen geführt und wird sie weiter verschärfen.

72 Vgl. exemplarisch *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET; *Uken*, In der Energiewende fehlt es an Ideen, ZEIT ONLINE, abrufbar unter: <http://www.zeit.de/wirtschaft/2012-01/kapazitaetsmarkt> (zuletzt abgerufen am: 17.9.2013); vgl. zudem *Säcker*, et 4/2011, S. 74 [S. 75] sowie *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73.

73 Siehe dazu exemplarisch *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET.

74 Siehe *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien, ZfE 2010, S. 91 [S. 91 ff.], dort ausführlich zur vorgenannten Problematik; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 4; siehe zudem *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 5, abrufbar unter: http://www.r2b-energy.com/pdf/Studie_BMWi_Direktvermarktung_EE_r2b_consentec.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.2.2012); *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 588]; *Brandstätt / Brunekreeft / Jahnke*, How to deal with negative power price spikes? – Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind, energy policy 2011, S. 3732 [S. 3732 ff.].

6. Problemstellung: Direktvermarktung als marktintegrative Lösung?

Insgesamt gesehen kann es demnach nicht bei der bloßen Beibehaltung der Mindestvergütungsförderung bleiben.⁷⁵ Vielmehr ist eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien erforderlich. Dies hat auch der Gesetzgeber inzwischen erkannt.⁷⁶ Im Rahmen der verabschiedeten EEG-Novelle zur derzeit geltenden Fassung (EEG 2012) wurde „die Marktintegration der erneuerbaren Energien als neue Säule [...] aufgenommen“⁷⁷. Im Mittelpunkt der marktintegrativen Bestrebungen steht dabei die mit Teil 3a EEG 2012 novellierte und deutlich ausgebauten Direktvermarktung, welche „die bisher nur rudimentär angelegte“⁷⁸ Vorgängerregelung des § 17 EEG 2009 nicht nur substituieren,⁷⁹ sondern vielmehr als „eigenständige Säule des EEG“⁸⁰ etablieren soll.⁸¹ In diesem Zug werden mit der Marktpremie sowie der flankierenden⁸² Flexibilitätsprämie zwei weitere Förderinstrumente als „zentrale Neuerung“⁸³ eingeführt,⁸⁴ welche der Direktvermarktung – und somit schließlich der Marktintegration der erneuerbaren Energien – idealiter zum Durchbruch verhelfen sollen.⁸⁵ Ob das System der Direktvermarktung zumindest einen Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten, dieser gegebenenfalls sogar zum Erfolg verhelfen kann – oder doch nur zu einer gegenwertlosen Entstehung volkswirtschaftlicher (Mehr-)Kosten und

75 Vgl. bereits ähnlich *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 588], die eine Markt- und Systemintegration für „alternativlos“ (ebenda) halten; vgl. zudem bereits kritisch zum allgemeinen Zweck, der generellen Rechtfertigung und Tragbarkeit des EEG-Fördermechanismus *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 3.

76 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 f.; vgl. bereits *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 85.

77 BR-Drs. 341/11, S. 1 f.

78 BR-Drs. 341/11, S. 91.

79 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91.

80 BR-Drs. 341/11, S. 91.

81 BR-Drs. 341/11, S. 91; so bereits *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 85.

82 BR-Drs. 341/11, S. 91; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 82.

83 BR-Drs. 341/11, S. 91.

84 BR-Drs. 341/11, S. 91; siehe bereits *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 85; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 6.

85 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91.

damit einer erneuten Verschärfung des Ausgangsproblems führt –, soll im Nachfolgenden Gegenstand dieser Dissertation sein. Es gilt also zu untersuchen, ob die gesetzgeberische Zielsetzung durch die neu implementierte Direktvermarktung zukünftig erreicht werden kann.

II. Methodik / Gang der Untersuchung

Um bewerten zu können, ob und inwieweit das System der Direktvermarktung zur Marktintegration der erneuerbaren Energien beiträgt, soll methodisch auf die ökonomische Analyse des Rechts zurückgegriffen werden. Zunächst gilt es jedoch die entsprechenden Grundlagen für die spätere Untersuchung zu legen. Dies geschieht in Kapitel B. In diesem Grundlagenteil werden neben dem Grundbegriff der erneuerbaren Energien das Fördersystem der Mindestvergütung erläutert sowie in das System der novellierten Direktvermarktung eingeführt. Darüber hinaus werden der Strommarkt und -handel in den wichtigsten Grundzügen dargestellt. Seinen Abschluss findet der Grundlagenteil mit der Arbeitsdefinition des Terminus der Marktintegration der erneuerbaren Energien.

Anknüpfend an das Vorangegangene erfolgt sodann in Kapitel C. die Entwicklung der Untersuchungsparameter primär unter Rückgriff auf die ökonomische Analyse des Rechts. Es wird insofern eine Aufstellung derjenigen Kriterien unternommen, die ein (marktintegratives) Fördersystem erfüllen muss, damit es erfolgreich die Marktintegration der erneuerbaren Energien vollständig realisiert.

In Kapitel D. und Kapitel E. gelangen die zuvor entwickelten Parameter daraufhin zur Anwendung. Insoweit wird die jeweilige Erfolgswirkung der novellierten Direktvermarktung untersucht, wobei bereits zu Beginn von Kapitel D. eine entsprechende Schwerpunktsetzung bezüglich des Untersuchungsgegenstandes stattfindet.

Unter Rückgriff auf die im Rahmen der Parameteranwendung gewonnenen Erkenntnisse kann schließlich in Kapitel F. die Beantwortung der anfangs aufgeworfenen Fragestellung erfolgen, ob und inwieweit das novellierte System der Direktvermarktung zur Marktintegration der erneuerbaren Energien beiträgt.

Im Kapitel G. findet sodann die Zusammenfassung der Ergebnisse in Thesenform statt. Abschließend wird in Kapitel H. noch analysiert, inwieweit sich die nunmehr erfolgte Umgestaltung der Direktvermarktung

A. Einleitung und Problemstellung / Gang der Untersuchung

im Zuge der EEG-Novelle 2014 auf deren marktintegrative Wirkungen auswirkt.

B. Grundlagen

I. Übersicht und Gang der Darstellung

Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien ist in einen vielfältigen Kontext aus gesetzlichen wie auch wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eingebettet, welche einer stetigen Weiterentwicklung unterliegen. Um die gesetzlichen Rahmenbedingungen der Förderung erneuerbarer Energien und der Direktvermarktung zu erschließen, beginnt die Betrachtung beim Begriff der erneuerbaren Energien. Daraufhin werden die gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor erläutert, wobei primär die nationale Ebene zu betrachten ist. Auf dieser ist vor allem das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG)“⁸⁶ von Bedeutung, wohingegen auf europäischer Ebene die „Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG“⁸⁷ maßgebend ist.

Anknüpfend an das Vorgenannte erfolgt eine Einführung in das neu implementierte System der Direktvermarktung, anhand derer insbesondere die Rolle der Direktvermarktung im Rahmen des (bisherigen) Förderkontextes herausgearbeitet werden soll. Insofern steht – neben dem Kernbegriff der Direktvermarktung und der allgemeinen gesetzlichen Ausgestaltung – das Verhältnis zu den bislang eingesetzten Instrumenten und Mechanismen im Vordergrund der Betrachtung.

Den Abschluss des Grundlagenteils bildet die Bestimmung des zweiten Kernbegriffs der Marktintegration. Hierfür ist zunächst eine Einführung in den Strommarkt als Integrationsziel jeglicher gesetzgeberischer Maßnahmen erforderlich, die der eigentlichen Begriffsbestimmung folglich vorangestellt wird.

86 BGBl. I S. 2074 vom 31.10.2008.

87 RL 2009/28/EG.

II. Begriff der erneuerbaren Energien

Als Erstes ist der Begriff der ‚erneuerbaren Energien‘ festzulegen, um den Anwendungsbereich⁸⁸ jeglicher gesetzlicher (Förder-)Maßnahmen und Instrumente im Bereich der regenerativen Energieerzeugung auf nationaler Ebene herauszustellen. Diese bilden insofern den Ausgangspunkt der Untersuchung.

1. Allgemeine Definition

Zum Zwecke einer ersten Abgrenzung und eines weitergehenden Verständnisses sollte die Definition jedoch nicht unmittelbar mit dem gesetzgeberischen Verständnis des Terminus beginnen, sondern zunächst beim generellen und allgemeinen Verständnis des Begriffs der erneuerbaren Energien ansetzen.

Nach allgemein-technischem Verständnis werden unter dem Begriff der erneuerbaren Energien „solche Energieträger [verstanden], die – gemessen in menschlichen Dimensionen – als unerschöpflich angesehen werden“⁸⁹ oder sich zumindest fortlaufend erneuern (*regenerative* Energieträger).⁹⁰ Erneuerbare Energien können dabei in drei⁹¹ Kategorien eingeordnet werden:⁹² In die auf Sonnenenergie gründenden erneuerbaren Energien, in die auf Planetenenergie⁹³ basierenden erneuerbaren Energien und in

88 Siehe dazu gerade *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 2 Rn. 4; *Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 2 Rn. 13 f.

89 *Kaltschmitt*, in: Kaltschmitt / Wiese, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, S. 4 f.

90 *Kaltschmitt*, in: Kaltschmitt / Wiese, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, S. 4 f.; siehe *Meliß*, in: Bonnet / Feustel-Büechl / Fritzsche u.a., Nutzung regenerativer Energie, S. 1; *Herrmann*, Anwendungsprobleme des Stromeinspeisungsgesetzes, S. 39; ebenso *Quaschnig*, Regenerative Energiesysteme, S. 33, wobei dieser auf Energiequellen statt Energieträger abstellt.

91 Ebenso wird eine Einteilung in lediglich zwei Kategorien (Sonnenenergie und Geothermie) vertreten, siehe *Herrmann*, Anwendungsprobleme des Stromeinspeisungsgesetzes, S. 39.

92 *Quaschnig*, Regenerative Energiesysteme S. 33 f.; siehe ebenso *Kaltschmitt*, in: Kaltschmitt / Wiese, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, S. 5.

93 Auch als Massenanziehungskraft zwischen den Planeten beschrieben, siehe *Kaltschmitt*, in: Kaltschmitt / Wiese, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, S. 5.

Geothermie.⁹⁴ Zu den solaren Energiequellen zählen und auf diesen gründen neben der Sonnenenergie i.e.S. ebenfalls die Wasserkraft, die Wind- und Wellenenergie, Meeresströmungen und auch die Biomasse.⁹⁵ Zur Kategorie der Planetenenergie zählt lediglich die Gezeitenenergie.⁹⁶ Geothermie ist allein die Bezeichnung für Erdwärme.⁹⁷

2. Definition des Erneuerbare-Energien-Gesetzes⁹⁸ in § 3 Nr. 3

Der Gesetzgeber verwendet im Unterschied zur vorgenannten allgemeinen Definition hingegen eine andere, konkretere Festsetzung des Begriffes ‚Erneuerbare Energien‘. Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2012) wird der Begriff der ‚Erneuerbaren Energien‘ in § 3 Nr. 3 legaldefiniert. ‚Erneuerbare Energien‘ sind demnach „Wasserkraft einschließlich der Wellen-, Gezeiten-, Salzgradienten- und Strömungsenergie, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie, Energie aus Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie“⁹⁹.

94 *Kaltschmitt*, in *Kaltschmitt / Wiese*, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, S. 5; *Quaschnig*, Regenerative Energiesysteme, S. 33 f.

95 Siehe *Herrmann*, Anwendungsprobleme des Stromeinspeisungsgesetzes, S. 39, wobei dieser auch die Gezeitenenergie der Sonnenenergie zurechnet, siehe ebenda; vgl. *Bonnet / Rickus*, in: *Bonnet / Feustel-Büechl / Fritzsche u.a.*, Nutzung regenerativer Energie, S. 237; siehe zudem *Quaschnig*, Regenerative Energiesysteme, S. 34 ff.

96 Siehe *Quaschnig*, Regenerative Energiesysteme, S. 34 f.; bei der Einteilung in zwei Kategorien wird die Gezeitenenergie der Sonnenenergie zugerechnet, siehe *Herrmann*, Anwendungsprobleme des Stromeinspeisungsgesetzes, S. 39.

97 *Quaschnig*, Regenerative Energiesysteme, S. 35, wobei insoweit die Erde als Quelle benannt wird, siehe ebenda, S. 34.

98 Im Folgenden wird das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ respektive „Erneuerbare-Energien-Gesetz“ nur noch als ‚EEG 2012‘ (ursprüngliche Fassung der Novelle: BGBl. I S. 1645 vom 4.8.2011) bezeichnet; es wird insoweit die derzeit aktuell geltende Fassung (letzte Änderung durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012, BGBl. I S. 2730 vom 27.12.2012) herangezogen; ist eine abweichende, frühere Fassung des Gesetzes gemeint, wird dies ausdrücklich herausgestellt.

99 § 3 Nr. 3 EEG 2012.

Die Aufzählung der verschiedenen Arten erneuerbarer Energien ist abschließend.¹⁰⁰ § 3 Nr. 3 EEG 2012 ist insoweit nach einem „strikten Enumerationsprinzip“¹⁰¹ aufgebaut.¹⁰² Dies hat zur Folge, dass alle anderen, in § 3 Nr. 3 EEG 2012 nicht genannten Energiequellen der Förderung durch das EEG grundsätzlich nicht unterliegen.¹⁰³ Dies rührt daher, dass der Gesetzgeber nur bestimmte Arten erneuerbarer Energien fördern und so einer finanziell intensiven, potenziellen Überförderung ineffizienter Arten erneuerbarer Energien vorbeugen möchte.

In diesem Zusammenhang ist vorgreifend klarzustellen, dass auch nur die in § 3 Nr. 3 EEG 2012 aufgezählten Arten erneuerbarer Energien den Direktvermarktungsvorschriften der §§ 33a – 33i EEG 2012 unterfallen und insoweit insbesondere von der Marktprämie – unter den angegebenen Voraussetzungen – profitieren können.¹⁰⁴

Gegenüber den bisher genannten Arten erneuerbarer Energien nimmt das Grubengas eine „Sonderstellung“¹⁰⁵ im System des EEG ein.¹⁰⁶ Es ist „im technisch-naturwissenschaftlichen Sinne nicht regenerativ“¹⁰⁷, weshalb es auch nicht in den abschließenden¹⁰⁸ Katalog des § 3 Nr. 3 EEG 2012 aufgenommen wurde.¹⁰⁹ Ebenso wenig ist es von den europäischen

100 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38; *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 3; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) (zukünftig zitiert als: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG), § 3 Rn. 35.

101 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38.

102 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38.

103 So letztlich *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 3, der insoweit lediglich auf die „Abnahmepflichten“ abstellt; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 3 Rn. 35.

104 Vgl. § 33a Abs. 1 EEG 2012; vgl. gerade *Ekardt / Hennig*, Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38; vgl. insoweit zum Ausschließlichkeitsprinzip *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 41; vgl. *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 34; zur Direktvermarktung inklusive der entsprechenden Prämien siehe ausführlich Abschnitt B.V., S. 96 ff.

105 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38.

106 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38.

107 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38.

108 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38; *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 3.

109 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 56; siehe *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 63.

Richtlinien zur Förderung erneuerbarer Energien berücksichtigt worden.¹¹⁰ Dennoch wird Grubengas wegen seiner Förderungswürdigkeit¹¹¹ neben den erneuerbaren Energien i.S.d. § 3 Nr. 3 EEG 2012 in mehreren Vorschriften genannt und gleichermaßen privilegiert.¹¹² Beispielhaft sind hierfür § 2, § 3 Nr. 1 und Nr. 2, § 5, § 8, § 16 und § 26 EEG 2012 anzuführen.¹¹³ Ebenso unterfällt Grubengas der Direktvermarktungsregelung der §§ 33a – 33i EEG 2012, vgl. § 33a Abs. 1 EEG 2012.¹¹⁴ Dies bedeutet zugleich, dass ein Grubengasanlagenbetreiber auch von der neu eingeführten Marktprämie profitieren kann, da Grubengas vom Wortlaut des § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 erfasst wird.¹¹⁵

Die Definition des § 3 Nr. 3 EEG 2012 hat insoweit Geltung für alle – das nationale Recht – betreffenden Abhandlungen zur Direktvermarktung und Förderung erneuerbarer Energien.¹¹⁶ Insgesamt setzt der Gesetzgeber damit einen engeren Anwendungsbereich¹¹⁷ für das Instrumentarium des EEG fest, als die weite allgemeine Definition des Terminus zunächst vermuten ließ.

110 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38, dort wird zwar nur von „der europarechtlichen EE-Richtlinie“ (ebenda) gesprochen, es haben aber weder die RL 2009/28/EG noch deren Vorgängerin, die RL 2001/77/EG Grubengas genannt und erfasst, vgl. insoweit auch Art. 2 RL 2009/28/EG und Art. 2 RL 2001/77/EG.

111 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38.

112 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38 und 34; *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 63.

113 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38; *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 63.

114 Vgl. insoweit *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38; vgl. zum Ausschließlichkeitsprinzip *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 41.

115 Vgl. gerade *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 34; vgl. auch *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 38.

116 Zu den einzelnen Arten erneuerbarer Energien i.S.d. § 3 Nr. 3 EEG 2012 sei ausführlich verwiesen auf *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 3 ff. sowie *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 40 ff.

117 Zum generellen Anwendungsbereichs des EEG 2012 sei ausführlich verwiesen auf *Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 2 Rn. 1 ff. sowie auf *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 2 Rn. 1 ff.

III. Förderung erneuerbarer Energien auf europäischer Ebene – Richtlinie 2009/28/EG

Bevor im Nachfolgenden die Förderung der erneuerbaren Energien auf nationaler Ebene erläutert wird, ist auf die europarechtliche Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien durch die Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009¹¹⁸ einzugehen.¹¹⁹ „Mit dieser [...] wird [erstmal¹²⁰] ein gemeinsamer Rahmen für die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen [gesetzt]“^{121, 122} Insoweit beabsichtigt die Gemeinschaft nach Art. 3 RL 2009/28/EG, „bis zum Zieljahr 2020“¹²³ „mindestens 20 % des [gesamteuropäischen¹²⁴] Bruttoendenergieverbrauchs durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken“^{125, 126} Unter dem Begriff der ‚Energie aus erneuerbaren Quellen‘ ist dabei die „Energie aus erneuerbaren, nichtfossilen Energiequellen [zu verstehen], das heißt Wind, Sonne, aerothermische, geothermische, hydrothermische Energie, Meeresenergie, Wasserkraft, Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas“¹²⁷, vgl. Art. 2 lit. a) RL 2009/28/EG.¹²⁸ Es ergeben sich damit (partiell) Unterschiede zu der vom (deutschen) Gesetzgeber in § 3 Nr. 3 EEG 2012 verwandten Definition des Begriffs der ‚Erneuerbaren Energien‘. So sind beispielsweise weder die aero- noch die hydrothermische Energie von § 3

118 RL 2009/28/EG, ABl. EU L 140/16 vom 5.6.2009.

119 Zu den Rechtsquellen des europäischen Energierechts und insbesondere zum europäischen Primärrecht im Bereich der erneuerbaren Energien sei verwiesen auf *Ehricke*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Europäisches Recht der Erneuerbaren Energien Rn. 4 ff.

120 *Lehnert / Vollprecht*, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 [S. 308], dort mit weiteren Ausführungen; zur Vorgängerrichtlinie sei verwiesen auf *Meßerschmidt*, Europäisches Umweltrecht, § 16 Rn. 144 ff. sowie *Ehricke*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Europäisches Recht der Erneuerbaren Energien Rn. 17 ff.

121 Art. 1 S. 1 RL 2009/28/EG, ABl. EU L 140/27 vom 5.6.2009.

122 Vgl. Art. 1 S. 1 RL 2009/28/EG, ABl. EU L 140/27 vom 5.6.2009; siehe dazu *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 308].

123 *Ringel / Bitsch*, Die Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien in Europa, NVwZ 2009, S. 807 [S. 807].

124 *Ringel / Bitsch*, NVwZ 2009, S. 807 [S. 807].

125 Art. 3 Abs. 1 S. 2 RL 2009/28/EG, ABl. EU L 140/27 vom 5.6.2009.

126 *Ringel / Bitsch*, NVwZ 2009, S. 807 [S. 807]; vgl. Art. 3 Abs. 1 S. 2 RL 2009/28/EG, ABl. EU L 140/27 vom 5.6.2009.

127 Art. 2 lit. a) RL 2009/28/EG, ABl. EU L 140/27 vom 5.6.2009.

128 Siehe insoweit *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 309].

Nr. 3 EEG 2012 – und damit vom Anwendungsbereich des EEG 2012 – erfasst.¹²⁹ Diese Abweichungen liegen unter anderem darin begründet, dass die Richtlinie 2009/28/EG (im Gegensatz zur Vorgängerrichtlinie 2001/77/EG) nicht nur den Bereich Strom,¹³⁰ sondern „sektorübergreifend“¹³¹ auch den Bereich Wärme / Kälte sowie den Bereich Verkehr umfasst.¹³²

Um das vorgenannte Mindestanteilsziel am Bruttoendenergieverbrauch zu realisieren, wird den jeweiligen Mitgliedstaaten (nicht nur) die Pflicht zum Einsatz geeigneter Fördermaßnahmen auferlegt.¹³³ Vielmehr werden durch Art. 3 Abs. 1 S. 1 für jeden Mitgliedstaat individuelle und rechtsverbindliche¹³⁴ Mindestziele am Endenergieverbrauch festgesetzt.¹³⁵ In welchem Sektor und „mit welchen Mitteln“¹³⁶ die jeweiligen Mitgliedstaaten ihr individuelles¹³⁷ Verbrauchsziel erreichen, steht primär in ihrem

129 Die aero- und hydrothermische Energie ist insofern vom Begriff der ‚Erneuerbaren Energien‘ i.S.d. (§ 2 Abs. 1) EEWärmeG erfasst, vgl. *Wustlich*, in: Danner / Theobald, Energierecht (76. EL), Band 3, VI. B. 4., Gesetz zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich (Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz – EEWärmeG), § 2 Rn. 21; BR-Drs. 647/10, S. 71; *Fouquet / Prall / Luhmann (u.a.)*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, S. 31 f., abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/filadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/umsetzungsbedarf_eerl_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.5.2014).

130 So letztlich *Hermes*, in: Schulze / Zuleeg / Kadelbach, Europarecht, § 35 Rn. 112, insoweit stellte die Vorgängerrichtlinie auch nur auf die Erzeugung ab, siehe ebenda; vgl. *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 308]; siehe zudem *Ehrlicke*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Europäisches Recht der Erneuerbaren Energien Rn. 24.

131 *Meßerschmidt*, Europäisches Umweltrecht, § 16 Rn. 161.

132 *Hermes*, in: Schulze / Zuleeg / Kadelbach, Europarecht, § 35 Rn. 112; vgl. *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 308]; siehe zudem *Ehrlicke*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Europäisches Recht der Erneuerbaren Energien Rn. 25.

133 *Ringel / Bitsch*, NVwZ 2009, S. 807 [S. 807].

134 *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 310]; *Ehrlicke*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Europäisches Recht der Erneuerbaren Energien Rn. 25.

135 *Ringel / Bitsch*, NVwZ 2009, S. 807 [S. 807], diese sprechen insoweit jedoch von „Ausbauzielen“ (ebenda); *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 310], dort ab S. 310 f. auch ausführlich zu den jeweiligen Mindestziehen und deren Berechnung; vgl. Art. 3 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.

136 *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 308 und S. 311].

137 *Ringel / Bitsch*, NVwZ 2009, S. 807 [S. 807].

eigenen Ermessen.¹³⁸ Zur Zielerreichung können diese insbesondere¹³⁹ Förderregelungen einsetzen.¹⁴⁰ Nach der Legaldefinition¹⁴¹ des Art. 2 lit. k) RL 2009/28/EG ist als Förderregelung „ein Instrument, eine Regelung oder ein[...] Mechanismus [zu verstehen], das bzw. die bzw. der von einem Mitgliedstaat [...] angewandt wird und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördert, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird oder ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird“^{142, 143} Als konkrete Beispiele werden „unter anderem [...] direkte Preisstützungssysteme einschließlich Einspeisetarife und Prämienzahlungen“¹⁴⁴ angeführt.¹⁴⁵ Daraus folgt nicht nur, dass die vom Gesetzgeber auf nationaler Ebene eingesetzte Förderung erneuerbarer Energien mittels Abnahme- und Vergütungszwang¹⁴⁶ explizit zulässig ist,¹⁴⁷ vielmehr ist auch die Förderung erneuerbarer Energien mittels Markt- und Flexibilitätsprämie sowie dem Grünstromprivileg im Rahmen der Direktvermarktung erlaubt. Ebenfalls sind die sonstige Direktvermarktung – sowie die Direktvermarktung insgesamt – als Instrument ‚richtlinienkonform‘. Es werden damit von der Richtlinie 2009/28/EG keine Restriktionen festgesetzt, noch irgendwie geartete Regelungen bezüglich der Direktvermarktung statuiert.

138 *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 308 und S. 311].

139 Eine weitere Möglichkeit besteht in der „Koooperation zwischen verschiedenen Mitgliedsstaaten und mit Drittländern“ (Art. 3 Abs. 3 lit. b) RL 2009/28/EG, ABl.EU L 140/27 vom 5.6.2009), siehe *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 308], dort ausführlich dazu ab S. 312 f.

140 *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 309]; siehe zudem ebenda, S. 311.

141 *Ehricke*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Europäisches Recht der Erneuerbaren Energien Rn. 28.

142 Art. 2 lit. k) S. 1 RL 2009/28/EG, ABl.EU L 140/27 vom 5.6.2009.

143 *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 311].

144 Art. 2 lit. k) S. 2 RL 2009/28/EG, ABl.EU L 140/27 vom 5.6.2009.

145 Siehe *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 311].

146 *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einleitung Rn. 30.

147 So – ohne ausdrücklichen Bezug zum EEG-Fördermechanismus – allgemein zu Einspeisesystemen *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [S. 311]; zum auf nationaler Ebene eingesetzten Fördersystem siehe ausführlich den anschließenden Abschnitt B.IV., S. 69 ff.

IV. Das originäre Fördersystem des EEG und dessen Finanzierungsmechanismus

Anknüpfend an die vorangegangene Darstellung sind nun die Instrumente zu betrachten, die bislang auf nationaler Ebene zur Förderung der erneuerbaren Energien eingesetzt werden. Dies dient – abseits einer allgemeinen Einführung in die dem Anlagenbetreiber derzeit zur Verfügung stehenden Verwertungsformen – einerseits dazu, die Rolle der Direktvermarktung im Rahmen der Förderung der erneuerbaren Energien durch das EEG 2012 im Nachfolgenden zu bestimmen. Andererseits wird hierdurch die Definition des Terminus der Marktintegration der erneuerbaren Energien vorbereitet, indem insbesondere der Ausgangspunkt der Marktintegration verdeutlicht wird.

1. Förderziel und generelle „Strukturelemente“¹⁴⁸ des EEG-Fördermechanismus

Um den „Ausbau erneuerbarer Energien im Strommarkt“¹⁴⁹ zu forcieren, setzt der Gesetzgeber seit nun zwei Dekaden vor allem ein Fördersystem ein, das als Einspeisetarif- beziehungsweise Preismodell eingeordnet wird.¹⁵⁰ Dabei hat sich der im Erneuerbare-Energien-Gesetz implementierte Fördermechanismus bereits in der Vergangenheit als insgesamt „sehr erfolgreiches Instrument“¹⁵¹ erwiesen.¹⁵² Dies zeigt sich vor allem daran, dass der „Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung

148 BR-Drs. 341/11, S. 88.

149 BR-Drs. 341/11, S. 87.

150 Vgl. *Ekdardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einleitung Rn. 30; zur Geschichte der Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien sei nochmals verwiesen auf *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Einführung Rn. 1 ff.; *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 1 ff. [zu den EEG-Fördermechanismen siehe Rn. 13 ff.]; *Salje*, EEG 2012, Einführung Rn. 1 ff.

151 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 31.

152 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 31, wobei dort insgesamt auf das EEG als Instrument abgestellt wird; vgl. BT-Drs. 341/11, S. 87 f., dort auch mit grafischer Darstellung; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33a Rn. 2.

im ersten Halbjahr 2011¹⁵³ auf nunmehr 20 Prozent gewachsen ist.¹⁵⁴ Mit dem novellierten EEG 2012 soll schlussendlich das „Zeitalter der erneuerbaren Energien“¹⁵⁵ eingeläutet werden.¹⁵⁶ Dafür hat sich der Gesetzgeber wiederum und weiterhin¹⁵⁷ die stetige Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung als Ziel gesetzt.¹⁵⁸ Insoweit soll ein Mindestanteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung respektive -erzeugung von „35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020“¹⁵⁹ erreicht werden.¹⁶⁰ Weiterhin soll dieser eine Steigerung auf zumindest 50 Prozent spätestens im Jahre 2030¹⁶¹ und auf mindestens 65 Prozent spätestens im Jahre 2040 erfahren, um letztlich anno 2050 das Fernziel eines Mindestanteils von 80 Prozent erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung zu realisieren.¹⁶²

Dieses ehrgeizige und ambitionierte¹⁶³ Ziel wurde – abgesehen von der Gesetzesbegründung¹⁶⁴ – erneut in § 1 Abs. 2 EEG 2012 als „Rechtssatz“¹⁶⁵ aufgenommen. Zusätzlich hat der Gesetzgeber in § 1 Abs. 3 EEG 2012 damit einhergehend das Bestreben zum Ausdruck gebracht, zugleich „den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoenergieendverbrauch bis zum Jahr 2020 auf mindestens 18 Prozent zu erhöhen“¹⁶⁶. Als Mittel zur Zielerreichung soll dabei – unter anderem –

153 *BMU*, Röttgen: 20 Prozent Erneuerbare Energien sind ein großer Erfolg, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/presse/detailansicht/artikel/roettgen-20-prozent-erneuerbare-energien-sind-ein-grosser-erfolg/> (zuletzt abgerufen am: 24.2.2014).

154 *BMU*, Röttgen: 20 Prozent Erneuerbare Energien sind ein großer Erfolg; siehe zum Erfolg des EEG in der Vergangenheit *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 31.

155 BR-Drs. 341/11, S. 1 und S. 87.

156 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 ff. [insb. S. 1, S. 87, S. 89].

157 Vgl. BT-Drs. 14/2776, S. 1 und S. 20; BT-Drs. 15/2864, S. 20 und S. 26; BT-Drs. 16/8148, S. 1 und S. 37.

158 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 und S. 87.

159 § 1 Abs. 2 EEG 2012.

160 Vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012; BR-Drs. 341/11, S. 1.

161 Vgl. § 1 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2012.

162 BR-Drs. 341/11, S. 1 und S. 87.

163 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; vgl. vor allem BR-Drs. 341/11, S. 1.

164 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 ff. [insb. S. 1 S. 87 ff. und S. 115].

165 *Salje*, EEG 2012, § 1 Rn. 1; früher wurde insoweit vertreten, dass es sich um einen „Programmsatz“ (ebenda) handle, siehe ebenda, § 1 Fn. 1 und § 1 Rn. 4 sowie *ders.*, EEG 2009, § 1 Rn. 1.

166 § 1 Abs. 3 EEG 2012.

weiterhin das bisherige Fördersystem der Mindestvergütung implementiert bleiben.¹⁶⁷ Jedoch sind sowohl Anpassungen an die zukünftigen Ausbauziele als auch darüber hinausgehende Korrekturen notwendig gewesen.¹⁶⁸

Dabei wird das gesamte System des EEG (weiterhin) durch drei „entscheidende Strukturelemente“¹⁶⁹ geprägt. Zum einen besteht für die Netzbetreiber die Pflicht, die jeweilige EE-Erzeugungsanlage an das Netz anzuschließen und zudem – bei entsprechender Erforderlichkeit – das Netz weiter auszubauen.¹⁷⁰ Zum anderen wird durch das zweite Strukturelement statuiert, den erzeugten EEG-Strom vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen.¹⁷¹ Damit einhergehend folgt die Verpflichtung, dem EEG-Strom einen Einspeisevorrang gegenüber regulärem, nicht-regenerativem Strom einzuräumen.¹⁷² Das dritte Systemelement ist die für den erzeugten und abgenommenen Strom gesetzlich garantierte Vergütung, die einerseits bezogen auf ihre Höhe grundsätzlich kostendeckend ausgestaltet sein soll und andererseits regelmäßig zwanzig Jahre lang gewährt wird.¹⁷³ Diese drei Elemente beschreiben zugleich einen entscheidenden Teil des Anwendungsbereichs des EEG 2012, der in § 2 Nr. 1 – 3 EEG 2012 festgesetzt worden ist.¹⁷⁴

167 Vgl. BR-Drs 341/11, S. 88 ff. [insb. S. 88 und S. 90].

168 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 88 ff.

169 BR-Drs. 341/11, S. 88.

170 BR-Drs. 341/11, S. 88.

171 BR-Drs. 341/11, S. 88.

172 BR-Drs. 341/11, S. 88.

173 BR-Drs. 341/11, S. 88; siehe dazu noch sogleich Abschnitt B.IV.2.a.) S. 72 ff.

174 Zum Anwendungsbereich des EEG 2012 sei allgemein verwiesen auf *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 2 Rn. 3 ff.; *Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 2 Rn. 13 ff.

2. Förderung erneuerbarer Energien mittels Abnahme- und Vergütungszwang¹⁷⁵

a.) Der Mindestvergütungsanspruch gemäß § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012

aa.) Grundsätzliche Ausgestaltung und Voraussetzungen des Vergütungsanspruchs

Primärer Bestandteil der Förderung erneuerbarer Energien (mittels Abnahme- und Vergütungszwang¹⁷⁶) ist der gesetzlich verankerte Mindestvergütungsanspruch, § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.¹⁷⁷ Hiernach ist der Netzbetreiber – wie schon im EEG 2009 –¹⁷⁸ zur Vergütung des Stroms verpflichtet, der in sein Netz eingespeist wird.¹⁷⁹ Voraussetzung zur Erlangung der Mindestvergütung nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 ist jedoch, dass „ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas [zur Stromerzeugung] ein[gesetzt]“¹⁸⁰ werden, sog. Ausschließlichkeitsprinzip¹⁸¹.¹⁸² Das bedeutet folglich, dass die Stromerzeugung „vollständig auf dem Einsatz der genannten Energien beruh[en]“¹⁸³ muss.¹⁸⁴ Hiermit soll sichergestellt werden, dass von der gesetzlichen Förderung auch grundsätzlich nur erneuerbare Energien profitieren.¹⁸⁵

175 *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einleitung Rn. 30, dort auch mit weiteren Ausführungen zur Verbreitung dieses Fördermodells in den EU-Mitgliedstaaten.

176 *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einleitung Rn. 30.

177 Siehe *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, § 16 Rn. 1 sowie *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 1, wobei dort auf die „Vergütungspflicht“ (ebenda) abgestellt wird.

178 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 127; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 3, VI. B. 1, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) (zukünftig zitiert als: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG), Einführung Rn. 57; *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, § 16 Rn. 5.

179 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 5.

180 § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.

181 BT-Drs. 16/8148, S. 48 (zum EEG 2009); *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 13.

182 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 13.

183 BT-Drs. 16/8148, S. 48.

184 Vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 48; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 13.

185 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 13, dort insgesamt ausführlich zum Ausschließlichkeitsprinzip; dazu sei ebenso ausführlich

Gleichzeitig muss der Strom auch „tatsächlich nach § 8 [vom jeweils zuständigen Netzbetreiber] abgenommen“¹⁸⁶ worden sein.¹⁸⁷ Nur in diesem Fall entsteht die vorgenannte Vergütungspflichtigkeit.¹⁸⁸ Dies rührt daher, dass der Gesetzgeber lediglich eine Vergütung für tatsächlich „gelieferte Arbeit“¹⁸⁹ (Stromerzeugung) zahlen möchte, womit gleichzeitig Missbrauch und Fehlförderung vermieden werden soll.¹⁹⁰ Mit der Abnahme sind dabei sowohl die „unmittelbare Abnahme“¹⁹¹ gemäß § 8 Abs. 1 EEG 2012 als auch die „kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe“¹⁹² gemeint respektive umfasst.¹⁹³

Unter den Begriff „unmittelbare Abnahme“¹⁹⁴ i.S.d. § 8 Abs. 1 EEG 2012 fallen „alle physikalischen Vorgänge, die erforderlich sind, um den Strom von den Anlagen in das Netz fortzuleiten“¹⁹⁵.¹⁹⁶ Insofern erfordert die Abnahme „die Übernahme der sachenrechtlichen Verfügungsbe fugnis“¹⁹⁷ durch den jeweiligen Netzbetreiber.¹⁹⁸ Mit dem Terminus der „kaufmännisch-bilanzielle[n] Weitergabe“¹⁹⁹ wird dahingegen „de[r] Umstand [vom Gesetz umschrieben], dass physikalisch gesehen der eingespeiste Strom im Wesentlichen im Arealnetz verbleibt“²⁰⁰, sodass realiter keine „Einspeisung in das Netz für die allgemeinen Versorgung

verwiesen auf *Salje*, EEG 2012, § 16 Rn. 6 ff. sowie *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 20 ff.

186 § 16 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.

187 Siehe dazu ausführlich *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 8.

188 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 8.

189 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 40.

190 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.; insb. S. 387 u. S. 389], wo mit dem Argument der zu erbringenden Arbeitsleistung, die mangelnde Gewährung der Marktpremie für negative Regelleistung begründet wird, siehe dazu Abschnitt E.I.2.c.)bb.), S. 416 f.

191 BR-Drs. 341/11, S. 127.

192 BR-Drs. 341/11, S. 127.

193 BR-Drs. 341/11, S. 127; so wiedergegeben bei *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 8.

194 BR-Drs. 341/11, S. 127.

195 *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 8 Rn. 16.

196 *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 8 Rn. 16.

197 *Salje*, EEG 2012, § 8 Rn. 7.

198 *Salje*, EEG 2012, § 8 Rn. 7.

199 BR-Drs. 341/11, S. 127.

200 *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 8 Rn. 29.

[...] erfolgt“²⁰¹. ²⁰² Es kommt sonach lediglich zu einer virtuellen, rein bilanziellen Weitergabe des Stroms.²⁰³

bb.) Telos der Vergütungsförderung

Sinn und Zweck dieser vom Gesetzgeber angeordneten Mindestvergütung ist, „den [jeweiligen] Betreibern [...] bei rationeller Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb [der] Anlage grundsätzlich zu ermöglichen“²⁰⁴.²⁰⁵ Die Vergütung ist dabei (weiterhin) als „Mindest-Festvergütung“²⁰⁶ ausgestaltet.²⁰⁷ Es bleibt dem Netzbetreiber damit im Rahmen der Vergütungsbemessung grundsätzlich freigestellt, nach oben – nicht jedoch nach unten – abzuweichen.²⁰⁸ Grundsätzlich soll durch die Vergütungsbemessung jedoch Überförderung vermieden werden.²⁰⁹

cc.) Beginn, Dauer und Höhe der Vergütung

Die genannte Mindestvergütung kann dabei vom Anlagenbetreiber ab Inbetriebnahme der Anlage zwanzig Jahre lang („zuzüglich des Inbetriebnahmejahres“²¹⁰) beansprucht werden, vgl. § 21 Abs. 2 EEG 2012.²¹¹ Der dabei jeweils zu gewährende Vergütungsbetrag ergibt sich (vor allem der

201 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 8 Rn. 30.

202 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 8 Rn. 29 f.

203 Siehe *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 8 Rn. 30.

204 BT-Drs. 15/2864, S. 36.

205 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36; so *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 56; *Lehnert / Thomas*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 1 und Rn. 3; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 5.

206 *Salje*, EEG 2009, Einführung Rn. 18; vgl. insoweit auch den Wortlaut von § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 „mindestens nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 zu vergüten“ (ebenda), siehe insoweit *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 5.

207 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 8.

208 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 5 f.

209 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 56.

210 § 21 Abs. 2 S. 1 EEG 2012.

211 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 56; *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 109.

Höhe nach) im Einzelnen aus den §§ 18 bis 33 EEG 2012.²¹² Dabei ist die Vergütungsberechnung grundsätzlich entweder an der „Bemessungsleistung“²¹³ oder der „installierten Leistung der Anlage“²¹⁴ ausgerichtet.²¹⁵

Die Vergütung ist insoweit „ab dem Zeitpunkt zu zahlen, ab dem der Generator erstmals Strom ausschließlich aus erneuerbaren Energien [...] erzeugt“²¹⁶ und dieser in das Netz eingespeist wurde.²¹⁷ Gemäß § 16 Abs. 1 S. 3 EEG 2012 sind vom Netzbetreiber „auf die zu erwartenden Zahlungen [...] monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten“²¹⁸. Nach der Gesetzesbegründung sind Abschläge regelmäßig dann angemessen, „wenn sie monatlich erfolgen und aufgrund der geschätzten oder vorläufig berechneten Einspeisung basieren“^{219, 220}. Hierdurch wird noch einmal verdeutlicht, dass die Abschläge noch nicht endgültig sind, sondern auf Grund bestimmter Faktoren erst „mit Ablauf eines Kalenderjahres berechnet werden können“^{221, 222}.

dd.) Degression der Mindestvergütung

Eine weitere Besonderheit der zu zahlenden Vergütung besteht darin, dass sie degressiv ausgestaltet ist.²²³ Das bedeutet, dass sich die jeweiligen

212 So *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 10; siehe *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 56 ff.; vgl. § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 „nach Maßgabe der §§ 18 bis 33 vergüten“ (ebenda).

213 § 18 EEG 2012.

214 § 18 EEG 2012.

215 Vgl. § 18 EEG 2012; siehe dazu ausführlich *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 18 Rn. 1 ff.; siehe allgemein zur Höhe der Vergütung *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 59.

216 § 21 Abs. 1 EEG 2012.

217 Vgl. § 21 Abs. 1 EEG 2012; hierzu sei zur Vertiefung ausführlich verwiesen auf *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 21 Rn. 1 ff. sowie *Salje*, EEG 2012, § 21 Rn. 1 ff.

218 § 16 Abs. 1 S. 3 EEG 2012.

219 BR-Drs. 341/11, S. 127.

220 Dazu vertiefend *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 41.

221 BR-Drs. 341/11, S. 127.

222 BR-Drs. 341/11, S. 127.

223 Siehe *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, § 20 Rn. 1; siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 3; *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann /*

Mindestvergütungssätze jährlich je nach Anlagenart um einen bestimmten Prozentsatz²²⁴ absenken.²²⁵ Davon sind jedoch nur die Anlagen betroffen, die bisher nicht in Betrieb genommen wurden.²²⁶ Wurde also eine Anlage bereits in Betrieb genommen, ist sie nicht mehr der Degression ausgesetzt, sodass der im Inbetriebnahmejahr geltende Vergütungssatz unverändert bis zu 20 Jahre lang vom Anlagenbetreiber beansprucht werden kann.²²⁷ Telos der Degression ist, technologischen Fortschritt und Entwicklung zu fördern und damit den Wirkungsgrad der jeweiligen Anlagenarten zu erhöhen.²²⁸ Gleichzeitig sollen somit Kosten gesenkt werden.²²⁹

b.) Abnahmepflicht des Netzbetreibers gemäß § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2012

Auch wenn dem Anlagenbetreiber ein gesetzlich zugesicherter Vergütungsanspruch für produzierten Strom zusteht, ist ihm damit noch nicht gedient, soweit er den produzierten Strom nicht ‚abtransportiert‘ und

Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 10; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 20 Rn. 1; so *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 109.

224 Vgl. dazu § 20 Abs. 2 und § 20b EEG 2012.

225 *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 20 Rn. 2; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 20 Rn. 2; *Lehnert / Thomas*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 10; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 3; siehe zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 109.

226 Vgl. *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 20 Rn. 2; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 20 Rn. 2; vgl. *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 3.

227 Siehe BR-Drs. 341 / 11, S. 131; BT-Drs. 16/8148, S. 51; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 3 sowie § 20 Rn. 5; *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 20 Rn. 6; *Lehnert / Thomas*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 10; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 20 Rn. 8; vgl. zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 109.

228 *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 20 Rn. 2; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 20 Rn. 2; so *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 20 Rn. 3.

229 *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 20 Rn. 2; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 20 Rn. 2; so *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 20 Rn. 3, dort und in den Kommentierungen zu den Nachfolgenormen jeweils ausführlich zu den einzelnen Degressionsvorschriften der §§ 20, 20a und 20b EEG 2012.

abgenommen bekommt. Ein isolierter Vergütungsanspruch bliebe ohne Effekt.²³⁰ Es würde folglich an Investitionssicherheit mangeln.²³¹ Aus diesem Grund sieht das Einspeisetarif- beziehungsweise Preismodell nicht lediglich eine Vergütungs-, sondern auch eine Abnahmepflicht des Netzbetreibers vor.²³² Diese vorrangige Abnahmepflicht wurde im EEG 2012 in § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 (unter anderem) für den jeweiligen Netzbetreiber statuiert.

Insbesondere sei in diesem Zusammenhang nochmals darauf zu verweisen, dass die Abnahmepflicht des Netzbetreibers mit dem Anspruch auf Mindestvergütung in unmittelbarer Verbindung steht.²³³ Denn nach den Anforderungen des Gesetzgebers ist lediglich der Strom mindestvergütungsfähig respektive -pflichtig, der auch tatsächlich durch den Netzbetreiber abgenommen wurde, vgl. § 16 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.²³⁴

Exkurs: Anspruch des Anlagenbetreibers auf Netzanschluss gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012

Doch auch eine Pflicht zur Abnahme kann – alleine gesehen – nicht den gewünschten Erfolg herbeiführen, wenn die Anlage noch gar nicht an ein Netz angeschlossen ist. Der Netzanschluss stellt insoweit die erste Hürde des Anlagenbetreibers dar, wenn er von der EEG-Förderung über Mindestvergütung (oder Direktvermarktung) profitieren möchte. Folglich ist der Netzanschluss auch nicht als Teil des Einspeisetariffördermodells zu sehen, sondern vielmehr als dessen logische Inanspruchnahmevoraus-

230 So *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8.

231 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8.

232 Vgl. *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einleitung Rn. 30; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S. 21, dort auch m.w.N.

233 Siehe *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8, der insoweit sogar von einer Untrennbarkeit von Abnahme- und Vergütungsanspruch ausgeht; siehe allgemein zum Einspeisemodell *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einleitung Rn. 30.

234 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 8; siehe dazu auch *Salje*, EEG 2012, § 16 Rn. 22.

setzung.²³⁵ Der Netzanschluss ist somit ein erster vorbereitender Schritt in Richtung jeglicher (mittelbarer oder unmittelbarer) ‚Marktteilnahme‘.²³⁶ Daher wurde der Netzanschluss auf nationaler Ebene auch gesetzlich in § 5 EEG 2012 geregelt und garantiert. Demzufolge ist der jeweilige lokale Netzbetreiber²³⁷ zunächst gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 verpflichtet, die „Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an [das] Netz“²³⁸ anzuschließen.²³⁹ Dieser sog. Verknüpfungspunkt muss dabei mehrere Kriterien erfüllen: Sowohl eine geeignete Spannungsebene als auch die nach Luftlinie kürzeste Entfernung zum Anlagenstandort sind erforderlich, wenn und soweit kein in wirtschaftlich oder technischer Hinsicht besserer Anschluss an ein anderes Netz möglich ist.²⁴⁰

Ist der Netzanschluss letztlich erfolgt, kann der Anlagenbetreiber seine Anlage in Betrieb nehmen und sodann gesetzliche Förderung verlangen oder gar direktvermarkten.

-
- 235 Vgl. dazu *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einleitung Rn. 30; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S. 21, dort auch m.w.N.; vgl. zudem *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 5 Rn. 6 ff., wo in Zusammenhang mit den übrigen Instituten des EEG (§ 8 sowie §§ 16 ff.) von einem „Hauptinstrument zur Markteinführung“ (ebenda, § 5 Rn. 6) gesprochen wird.
- 236 Vgl. insoweit *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 5 Rn. 6 ff., wo in Zusammenhang mit den übrigen Instituten des EEG (§ 8 sowie §§ 16 ff.) von einem „Hauptinstrument zur Markteinführung“ (ebenda, § 5 Rn. 6) gesprochen wird.
- 237 Der Begriff des Netzbetreibers ist in § 3 Nr. 8 EEG 2012 als „Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität“ legaldefiniert; siehe ausführlich zum Begriff des Netzbetreibers *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 134 ff.
- 238 § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.
- 239 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 50; ebenso *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 5 Rn. 7.
- 240 Vgl. § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012. Zur Anschlussregelung des § 5 Abs. 1 EEG 2012 siehe ausführlich; *Salje*, EEG 2012, § 5 Rn. 1 ff. sowie *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 5 Rn. 1 ff. zur selben Regelung im EEG 2009, die mit der Fassung des EEG 2012 bis auf eine minimale Wortlautanpassung („installierten Leistung“ statt „mit einer Leistung von“) identisch ist, siehe detailliert: *Bönning*, in: Reshöft, EEG, § 5 Rn. 1 ff.

c.) Pflichten des Anlagenbetreibers bei Geltendmachung der Mindestvergütung

Hat sich der Anlagenbetreiber nach erfolgreichem Netzanschluss zur Inanspruchnahme der Mindestvergütung entschieden, so trifft auch ihn – und damit nicht allein den Netzbetreiber – ein bestimmtes Bündel an Pflichten. Zunächst sei hierbei auf das Gegenstück zur Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers verwiesen, der sog. „Andienungszwang“²⁴¹ bzw. die sog. „Gesamtandienungspflicht“²⁴². Macht der Anlagenbetreiber nämlich seinerseits den Vergütungsanspruch nach § 16 Abs. 1 EEG 2012 geltend, so muss er zeitgleich dem Netzbetreiber „den gesamten in der Anlage erzeugten Strom [...] zur Verfügung stellen“²⁴³ und darf ihn „nicht als Regelenergie vermarkten“²⁴⁴.²⁴⁵ Dies gilt jedoch nur, wenn folgende Voraussetzungstrias kumulativ erfüllt ist:²⁴⁶ Der Strom muss die nötige Vergütungsfähigkeit i.S.d. § 16 Abs. 1 EEG 2012 aufweisen (§ 16 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2012).²⁴⁷ Ebenfalls darf kein Eigen- oder Drittverbrauch in unmittelbarer Anlagennähe stattgefunden haben (§ 16 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2012).²⁴⁸ Zudem muss die dritte und letzte Voraussetzung des § 16 Abs. 3 EEG 2012 erfüllt sein, die in Nr. 3 beschrieben ist. Danach ist die Durchleitung des Stroms durch ein Netz erforderlich.²⁴⁹ Durch Nr. 2 und Nr. 3 des § 16 Abs. 3 EEG 2012 werden zum einen die Einspeisever-

241 Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 22.

242 Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 22.

243 § 16 Abs. 3 EEG 2012.

244 § 16 Abs. 3 EEG 2012; zum Terminus der Regelenergie sei auf die Ausführungen in Fußnote 2223 auf S. 413 verwiesen.

245 Vgl. § 16 Abs. 3 EEG 2012; siehe dazu insgesamt ausführlich: Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 22 ff.; Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 67 ff.

246 So bereits Lehnert / Thomas, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 70.

247 Vgl. § 16 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2012; dazu ausführlich Lehnert / Thomas, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 71.

248 Vgl. § 16 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2012; dazu ausführlich Lehnert / Thomas, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 72 ff.

249 Vgl. § 16 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2012; dazu ausführlich Lehnert / Thomas, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 75.

gütung nach § 16 EEG 2012 vom Eigen- und Drittverbrauch²⁵⁰ und der ehemaligen Eigen-/Drittverbrauchsvergütung nach § 33 Abs. 2 EEG 2012 a.F. abgegrenzt. Zum anderen wurde § 16 Abs. 3 EEG 2012 mit den Voraussetzungen des § 33 Abs. 2 EEG 2012 a.F. harmonisiert.²⁵¹ Insoweit entspricht § 16 Abs. 3 EEG 2012 größtenteils der alten Regelung des § 16 Abs. 4 EEG 2009, wobei die Regelung jedoch einige Modifikationen zwecks erhöhter Rechts- und Planungssicherheit erfahren hat.²⁵²

Verstößt der Anlagenbetreiber gegen eine seiner in § 17 EEG 2012 zusammengefassten Pflichten²⁵³, so entfällt sein Vergütungsanspruch gemäß dieser Vorschrift entweder vollständig (§ 17 Abs. 1 EEG 2012) oder „verringert sich auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energiespezifischen Marktwerts“²⁵⁴ (§ 17 Abs. 2 u. Abs. 3 EEG 2012).²⁵⁵ Letztlich richten sich die Sanktionen und damit die Rechtsfolgen grundsätzlich nach der Art und Weise – und somit Schwere des jeweiligen Verstoßes.²⁵⁶ Mit der Regelung des § 16 Abs. 3 EEG 2012 soll vor allem i.V.m. § 17 EEG 2012 dem Doppelvermarktungsverbot Rechnung getragen werden. Danach darf der EEG-Strom „nicht mehrfach verkauft, anderweitig überlassen [...] oder entgegen § 34 [EEG 2012] an eine dritte Person überlassen werden“²⁵⁷.

250 Siehe zum Eigenverbrauch und dessen Verhältnis zur Direktvermarktung Abschnitt B.V.3.a.), S. 102 f.

251 BR-Drs. 341/11, S. 128; so bereits *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 70.

252 BR-Drs. 341/11, S. 128.

253 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 128.

254 § 17 Abs. 2 EEG 2012.

255 Ausführlich zur Vorschrift des § 17 EEG 2012 sei auf die Kommentierungen von *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 17 Rn. 1 ff., *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 17 Rn. 1 ff. sowie *Salje*, EEG 2012, § 17 Rn. 1 ff. verwiesen.

256 Siehe insoweit zu den jeweiligen Sanktionen ausführlich *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 17 Rn. 1 ff. sowie *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 17 Rn. 4 ff.

257 § 56 Abs. 1 EEG 2012; siehe zum Doppelvermarktungsverbot *Salje*, EEG 2012, § 56 Rn. 1 ff.

3. Ausgleichsmechanismus – Ausgleich der finanziellen und physikalischen Lasten²⁵⁸

Ausgehend von der Darstellung der bis dato verwandten Instrumentenkombination aus Einspeisevergütung und Abnahmepflicht und deren gesetzlicher Implikation ist nun deren Finanzierung und weitergehende Umsetzung zu erläutern. Der Einsatz der beschriebenen Förderinstrumente hat nämlich zur Folge, dass sich beim jeweilig verpflichteten Netzbetreiber sowohl physikalische Lasten (die aufgenommenen Strommengen) sowie finanzielle Lasten (die gezahlte Mindestvergütung) einseitig anhäufen.²⁵⁹ Um eine bundesweit homogene Verteilung der anfallenden Lasten zu gewährleisten,²⁶⁰ hat der Gesetzgeber letztlich – bereits im EEG 2000 – ein mehrstufiges Ausgleichssystem implementiert,²⁶¹ welches auch weiterhin – in novellierter Form²⁶² – Bestandteil des EEG 2012 ist.²⁶³ Es handelt sich bei diesem System also um nichts anderes als eine „umfassende Kette von hintereinander geschalteten Liefer- und Zahlungsverpflichtungen“^{264, 265}

258 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 48; *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 1 f.; an den vorgenannten Quellen sowie an *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 2 ff. orientiert sich die nachfolgende Darstellung.

259 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 48; *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 3.

260 *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, Einleitung Rn. 15; siehe *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 48 sowie *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 2.

261 Vgl. *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, Einleitung Rn. 15; vgl. außerdem *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 48.

262 Siehe *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 1.

263 Vgl. *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 1 f.; *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 1.

264 *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 2; *ders.*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 2.

265 *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 2; *ders.*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 2; vgl. zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 106.

a.) Erste Ebene des Belastungsausgleichs²⁶⁶

Die erste Ebene dieses (EEG-)Ausgleichsmechanismus knüpft an die zuvor erwähnten Pflichten des Netzbetreibers an: Gemäß § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 müssen die lokalen Netzbetreiber – wie bereits ausgeführt – die jeweiligen EEG-Erzeugungsanlagen an das Netz anschließen und sowohl den vom Anlagenbetreiber produzierten EEG-Strom nach § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 abnehmen als auch gemäß § 16 ff. EEG 2012 entsprechend je nach Anlagenart und -größe vergüten.²⁶⁷ Mit der Anschluss-, Abnahme- und Vergütungspflicht, geht gleichzeitig die Pflicht zur Übertragung und Verteilung des produzierten und abgenommenen Stroms einher, vgl. § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.²⁶⁸ Die Vollziehung von Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung unterliegt dabei den Anforderungen der Unverzüglichkeit und Vorrangigkeit (seitens der Netzbetreiber), welchen die Netzbetreiber genügen müssen.²⁶⁹

aa.) Das Vorrangprinzip des EEG 2012

Der im EEG bezeichnete Vorrang (sog. Vorrangprinzip) des EE-Stroms gilt jeweils gegenüber Strom, der aus nicht regenerativen²⁷⁰, fossilen Energiequellen erzeugt wird.²⁷¹ Sollte es bei Anschluss, Abnahme, Übertragung und/oder Verteilung zu einem Zusammentreffen von

266 *Cosack*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 4; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 49 f.

267 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 50; *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 2 (zum EEG 2009); *ders.*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 3; siehe zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 107 und Rn. 109.

268 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 50; siehe zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 107 ff. [insb. Rn. 108].

269 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 51.

270 Der Ausdruck ‚regenerativ‘ beziehungsweise ‚regenerative Energiequellen‘ ist im Folgenden als Synonym für ‚erneuerbar‘ beziehungsweise „Erneuerbaren Energien“ i.S.d. § 3 Nr. 3 EEG 2012 zu verstehen; sollten im Folgenden die vom EEG nicht erfassten und damit auch nicht geförderten sonstigen Arten regenerativer Energien gemeint sein, wird dies ausdrücklich klargestellt.

271 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 52.

regulärem Strom mit EEG-Strom kommen, hat der Netzbetreiber bei einer sachlichen oder zeitlichen Kollision den EEG-Strom grundsätzlich zu bevorzugen.²⁷² Dies bedeutet demnach grundsätzlich, dass der Netzbetreiber erst dann den regulären Strom ‚behandeln‘ beziehungsweise ‚verarbeiten‘ darf, wenn er seine gegenüber dem EEG-Strom bestehenden Pflichten erfüllt hat.²⁷³

Hingegen besteht kein Vorrang-, sondern vielmehr ein Gleichrangverhältnis von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG) zu Strom i.S.d. Kraft-Wärme-Koppelungsgesetzes, wie nun § 8 Abs. 1 S. 2 EEG 2012 ausdrücklich klarstellt.²⁷⁴ Neben der bereits im EEG 2009 geltenden Ausnahme des § 8 Abs. 3 EEG 2012 wurde mit § 8 Abs. 3a EEG 2012 eine weitere Ausnahmeregelung vom Vorrangprinzip geschaffen. Durch vertragliche Vereinbarung zwischen Übertragungsnetz²⁷⁵- und Anlagenbetreiber kann insoweit „ausnahmsweise“²⁷⁶ vom Abnahmevorrang abgewichen werden, wenn und soweit dies durch die Ausgleichsmechanismusverordnung eingeräumt wird.²⁷⁷ Hintergrund ist, dass die neue Verordnungsermächtigung in § 64c Nr. 2 EEG 2012 eine derartige Anpassung des Ausgleichsmechanismus durch Verordnung ermöglicht, um Strom aus erneuerbaren Energien besser vermarkten zu können und um „sehr stark negative Preise [abzuregeln]“^{278, 279}

272 Siehe *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 52; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 2 Rn. 10 ff.; *Reshöft*, in: Reshöft, EEG § 2 Rn. 21 ff.; siehe zudem *Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 2 Rn. 43 ff.

273 Siehe *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 2 Rn. 21 ff.; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 52; siehe zudem ausführlich *Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 2 Rn. 43 ff.

274 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 123; dazu ausführlich *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 2 Rn. 19 ff.

275 Vgl. insoweit § 64c Nr. 2 EEG 2012.

276 § 8 Abs. 3a EEG 2012.

277 Vgl. § 8 Abs. 3a EEG 2012; siehe dazu *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 53; zur Vertiefung sei verwiesen auf *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 8 Rn. 34 ff. und *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 8 Rn. 32 ff.

278 BR-Drs. 341/11, S. 180.

279 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 180; siehe bereits *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 8 Rn. 43.

bb.) Durchbrechung des Vorrangprinzips durch Einspeisemanagement
i.S.d. § 11 EEG 2012

Neben den genannten Regeln wird der Grundsatz des Vorrangs von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Regelung des Einspeisemanagements in § 11 EEG 2012 durchbrochen.²⁸⁰ Durch diese vollständig neugefasste Regelung²⁸¹ können Netzbetreiber alle „unmittelbar oder mittelbar angeschlossenen Anlagen [...], die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung [...] ausgestattet sind“²⁸², unter bestimmten genau statuierten Voraussetzungen steuern und auch abregeln, um Netzengpässe zu vermeiden.²⁸³ Typische Szenarien sind z.B. Zeiten von Starkwind oder hoher Solareinspeisung, die dann im (vorgelagerten) Netz Netzengpässe verursachen würden.²⁸⁴ Ein derartiger Netzengpass liegt nach der Gesetzesbegründung vor, „wenn die Spannungsbänder nicht eingehalten werden können oder die Strombelastbarkeit der Leitungen überschritten wird“²⁸⁵. Letztlich ist der Netzbetreiber dabei weiterhin nach § 11 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2012 verpflichtet, den grundsätzlichen Vorrang von EE-Strom sicherzustellen.²⁸⁶ Die Grenzen stellen dabei die „Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung“²⁸⁷ dar.²⁸⁸

cc.) Anspruch auf Netzkapazitätserweiterung gemäß § 9 EEG 2012

Sollte trotz Beachtung des Vorrangs erneuerbarer Energien eine Kapazitätserschöpfung des Netzes bestehen, so steht dem „Einspeisewilligen“²⁸⁹

280 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 54.

281 BR-Drs. 341/11, S. 124.

282 § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.

283 Vgl. § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2012; zu dieser Regelung und ihren Voraussetzungen sei ausführlich verwiesen auf die Kommentierungen von *Frenz*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 11 Rn. 1 ff., *Salje*, EEG 2012, § 11 Rn. 1 ff. sowie *Wustlich / Hoppenbrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 11 Rn. 1 ff.

284 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 124 f.

285 BR-Drs. 341/11, S. 125.

286 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 125.

287 BR-Drs. 341/11, S. 125.

288 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 125.

289 § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.

ein Anspruch auf „Erweiterung der Netzkapazität“²⁹⁰ im Rahmen der wirtschaftlichen Zumutbarkeit gegen den Netzbetreiber zu.²⁹¹ Dies kann sowohl durch Optimierung, Verstärkung als auch Ausbau nach dem jeweiligen (aktuellen) Stand der Technik geschehen, vgl. § 9 Abs. 1 S. 1 EEG 2012.²⁹² Dieser Anspruch richtet sich nicht nur gegen den Betreiber des Netzes, an welches die Anlage unmittelbar angeschlossen ist.²⁹³ Vielmehr sind nun auch explizit „vorgelagerte Netze mit einer Spannung bis einschließlich 110 Kilovolt“²⁹⁴ erfasst, soweit es erforderlich ist, „um die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms sicherzustellen“²⁹⁵ und den Einsatz des Einspeisemanagements zu verhindern, vgl. § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.²⁹⁶

b.) Zweite Ebene des Belastungsausgleichs²⁹⁷

Nachdem auf der vorhergehenden Stufe unter anderem der Strom durch die Netzbetreiber abgenommen und vergütet wurde (eigentliche Umsetzung des Einspeisetarifmodells²⁹⁸), wird die zweite Ebene²⁹⁹ des Ausgleichsmechanismus wirksam.³⁰⁰ Diese wird durch die novellierten

290 § 9 EEG 2012.

291 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 55.

292 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 55.

293 Vgl. § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.

294 § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.

295 § 9 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.

296 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 124; zur Regelung des § 9 EEG 2012 sei zur Vertiefung insgesamt ausführlich auf die Kommentierungen von *Ekardt / Frenz*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 9 Rn. 1 ff., *Salje*, EEG 2012, § 9 Rn. 1 ff. sowie *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 9 Rn. 1 ff.

297 *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 5; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 49 u. Rn. 62.

298 Siehe dazu nochmals *Ekardt*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einleitung Rn. 30.

299 *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 5; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 49 u. Rn. 62.

300 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 49 u. Rn. 62.

Vorschriften³⁰¹ zum „Bundesweite[n] Ausgleich“³⁰² beschrieben. Auf dieser Ebene ergibt sich für den jeweiligen (lokalen) Netz- und den übergeordneten Übertragungsnetzbetreiber ein weiteres Bündel an Pflichten. Der bundesweite Ausgleichsmechanismus sieht in § 34 EEG 2012 – nach wie vor unverändert –³⁰³ die Verpflichtung des lokalen Netzbetreibers zur unverzüglichen Weitergabe des bisher nach § 16 EEG 2012 vergüteten Stroms an den übergeordneten Übertragungsnetzbetreiber vor.³⁰⁴ Gleichzeitig ist der vorgelagerte Übertragungsnetzbetreiber nach § 35 Abs. 1 EEG 2012 „akzessorisch“³⁰⁵ zur Vergütung des abgenommenen Stroms verpflichtet, Begünstigter ist dabei der (lokale) Netzbetreiber.³⁰⁶

Auf der zweiten Ebene werden damit weiterhin³⁰⁷ die von den (lokalen) Netzbetreibern abgenommenen EEG-Strommengen und die damit verbundenen Kosten (gezahlte Mindestvergütung) auf die Übertragungsnetzbetreiber abgewälzt, für die wiederum eine Abnahme- und Vergütungspflicht besteht.³⁰⁸ Dabei gilt es zu beachten, dass die Zahlungen nach § 35 Abs. 3 S. 2 EEG 2012 auch hier in „monatlichen Abschläge[n] in angemessenem Umfang“³⁰⁹ erfolgen müssen.³¹⁰

301 BR-Drs. 341/11, S. 160.

302 § 34 EEG 2012.

303 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht* (69. EL), EEG, Einführung Rn. 62 (zum EEG 2009).

304 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 62; siehe zudem *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 34 Rn. 4; *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 111.

305 *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 35 Rn. 7 (zum EEG 2009); *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 34 Rn. 13.

306 Vgl. § 35 Abs. 1 EEG 2012; siehe *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 34 Rn. 4 und vor allem § 35 Rn. 7 und Rn. 13; *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 111.

307 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht* (69. EL), EEG, Einführung Rn. 62 (zum EEG 2009).

308 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, *Energierrecht*, EEG 2012, Einführung Rn. 62.

309 § 35 Abs. 3 S. 2 EEG 2012.

310 Siehe dazu *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 34 Rn. 4; in diesem Zusammenhang sei noch auf eine relevante Neuerung und Klarstellung (BR-Drs. 341/11, S. 161) verwiesen, die mit § 35 Abs. 4 EEG 2012 eingeführt wurde. Hiernach besteht eine Rückforderungspflicht für „überhöhte Vergütungszahlungen“ (BR-Drs. 341/11, S. 161) die sich sowohl an den Übertragungsnetzbetreiber im Verhältnis zum „aufnehmenden Netzbetreiber“ (BR-Drs. 341/11, S. 161) als auch an Letzteren im Verhältnis zum Anlagenbe-

c.) Dritte Ebene des Belastungsausgleichs³¹¹

Im Anschluss daran erfolgt auf der dritten Ebene des Belastungsausgleichs der (horizontale³¹²) „Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern“³¹³, der in § 36 EEG 2012 geregelt ist.³¹⁴ Ziel ist dabei eine jeweils anteilige, homogene Verteilung von EEG-Strom und der „finanziellen Belastung“³¹⁵ zu erreichen.³¹⁶

Hierzu statuiert § 36 EEG 2012 in den Absätzen 1 bis 3 mehrere Pflichten als auch Ansprüche für die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber. Vor allem steht hierbei jedem Übertragungsnetzbetreiber nach § 36 Abs. 3 EEG 2012 ein „gesetzliche[r] Ausgleichsanspruch gegen die jeweils anderen Übertragungsnetzbetreiber“³¹⁷ zu, bis untereinander Parität bezogen auf die abgenommene Menge Strom und die ausgeschüttete Vergütung besteht.³¹⁸ Hierdurch können die regionalen

treiber richtet (BR-Drs. 341/11, S. 161). Der Anspruch ist dabei einer besonderen Verjährungsfrist „bis Ablauf des zweiten auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres“ (§ 35 Abs. 4 S. 2 Hs. 1. EEG 2012) unterworfen, die gleichzeitig auch mit dem Erlöschen der Verpflichtung einhergeht, vgl. § 35 Abs. 4 S. 2 Hs. 2 EEG 2012 (BR-Drs. 341/11, S. 161). Der aufnehmende Netzbetreiber ist von der Rückforderungspflicht nach § 35 Abs. 4 S. 3, S. 1 u. S. 2 EEG 2012 bei Bestehen einer entsprechenden vertraglichen Vereinbarung mit dem Anlagenbetreiber über die Zahlungspflicht jedoch ausgenommen, vgl. § 35 Abs. 4 S. 3 EEG 2012.

311 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 7; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 49 u. Rn. 63.

312 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 63.

313 § 36 EEG 2012.

314 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 63; *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 7; siehe *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 112.

315 *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, Einleitung Rn. 21 (zum EEG 2009).

316 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 63; *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 7; vgl. zudem *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 5; *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 112.

317 *Rostankowski / Oschmann*, Fit für die Zukunft? – Zur Neuordnung des EEG-Ausgleichsmechanismus und weiteren Reformansätzen, RdE 2009, S. 361 [S. 362] (zum EEG 2009).

318 Vgl. *Rostankowski / Oschmann*, RdE 2009, S. 361 [S. 362] (zum EEG 2009); *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 4 (zum EEG 2009);

Unterschiede des Anteils aus EE-Strom und der damit sonst einhergehenden einseitigen finanziellen Belastung ausgeglichen werden.³¹⁹ Derartige Unterschiede sind exemplarisch zwischen dem nord- und süddeutschen Übertragungsnetz(-betreibern) zu verzeichnen.³²⁰ Primär durch die erhöhte Windkraftnutzung werden „im Norden Deutschlands“³²¹ nämlich erhöhte Anteile erneuerbarer Energien erzeugt.³²² Diese müssen demnach auch vom dortigen Übertragungsnetz abgenommen und vergütet werden.³²³ Dies hat zur Folge, dass (bis dato i.d.R.) im norddeutschen Übertragungsnetz ein höherer EEG-Strom-Anteil entsteht,³²⁴ wobei inzwischen jedoch auch im süddeutschen Raum wachsende EE-Anteile zu verzeichnen sind.³²⁵

Um den beschriebenen (Ausgleichs-)Anspruch in die Tat umsetzen zu können, wird den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2012 zunächst eine (Informations-)Speicherpflicht auferlegt: Sowohl der Umfang und Zeitverlauf der zuvor nach § 16 EEG 2012 vergüteten Strommengen als auch die damit einhergehenden Vergütungszahlungen sind zu speichern. Anschließend sollen die

ders., in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 5; vgl. auch *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 8; siehe zudem *Altröck*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 36 Rn. 2; *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 114.

319 *Rostankowski / Oschmann*, RdE 2009, S. 361 [S. 362] (zum EEG 2009).

320 Vgl. *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 8; *Altröck*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 4 (zum EEG 2009); *ders.*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 5.

321 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 27.

322 Vgl. *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 8; *Altröck*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 4 (zum EEG 2009); *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 27; vgl. zudem *Altröck*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 5.

323 Siehe *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 8; *ders.*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 8; siehe auch *Altröck*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 4 (zum EEG 2009) sowie *ders.*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 5, wobei dieser jedoch lediglich auf die ‚Aufnahme‘ des EEG-Stroms abstellt.

324 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 35; *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 8; *Altröck*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 4 (zum EEG 2009); *ders.*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 5.

325 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 35; vgl. aber *Altröck / Oschmann*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 5.

Strommengen unter den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern vorläufig und unverzüglich ausgeglichen werden, vgl. § 36 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012. Bezogen auf die Vergütung sind zugleich nach § 36 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2012 „monatliche Abschläge in angemessenem Umfang [...] zu entrichten“³²⁶. Die Abrechnung nach § 36 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 hat dabei nach Maßgabe des § 36 Abs. 2 EEG 2012 zu erfolgen.³²⁷ Nach dieser Vorschrift haben die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber „bis zum 31. Juli eines jeden Jahres“³²⁸ die jeweils zuvor abgenommenen und vergüteten Strommengen zu ermitteln. Zudem ist die nach § 36 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012 vorläufig unter den Übertragungsnetzbetreibern auszugleichende Strommenge als auch der Anteil der Strommenge, den „die gesamten Elektrizitätsversorgungsunternehmen im Bereich des jeweiligen Netzbetreibers im vorangegangenen Kalenderjahr an [...] Letztverbraucher geliefert haben“³²⁹, zu erfassen.

d.) Vierte Ebene des Belastungsausgleichs³³⁰

Sodann folgt auf Ebene vier des bundesweiten Ausgleichsmechanismus nach § 37 Abs. 1 EEG 2012 die (pflichtweise) Vermarktung des bisher vergüteten EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber.³³¹ Dabei gibt § 37 Abs. 1 EEG 2012 den Netzbetreibern die Wahl, den Strom entweder gemeinsam oder jeweils selbst zu vermarkten.³³² Unabhängig von diesen Vermarktungsweisen sind sie aber nach derselben Vorschrift unverändert³³³ verpflichtet, die Vermarktung diskriminierungsfrei und

326 § 36 Abs. 1 Nr. 5 EEG 2012.

327 Vgl. § 36 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2012.

328 § 36 Abs. 2 EEG 2012.

329 § 36 Abs. 2 EEG 2012.

330 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 9; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 49 u. Rn. 64.

331 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 9; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 64; siehe zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 115.

332 Siehe *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 64; *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 14 f.

333 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 64.

transparent durchzuführen als auch die „Vorgaben der Ausgleichsmechanismusverordnung“³³⁴ zu beachten.³³⁵ Die novellierte „Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus“³³⁶ (kurz: „Ausgleichsmechanismusverordnung – AusglMechV“³³⁷) beschränkt in § 2 S. 1 AusglMechV 2012 die Vermarktung des bisher nach § 16 bis 33 EEG 2012 vergüteten Stroms auf den „vortägigen oder untertägigen Spotmarkt einer Strombörse“^{338, 339}. Insoweit kommen (im Umkehrschluss) weder der Terminmarkt noch Over-The-Counter-Märkte (OTC-Handel) in Betracht, sondern allein der Day-Ahead und Intra-Day-Markt.³⁴⁰

Dabei werden die Übertragungsnetzbetreiber gemäß § 2 S. 2 AusglMechV 2012 verpflichtet, den Strom „bestmöglich“³⁴¹ zu vermarkten, wobei sie „die Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers anzuwenden“³⁴² haben.³⁴³ Als bestmöglich ist dabei die Erzielung „maximale[r] Preise bei minimalen Ausgaben“³⁴⁴ zu verstehen, „um letztendlich die [EEG-]Umlage³⁴⁵ so gering wie möglich zu

334 § 37 Abs. 1 EEG 2012.

335 Siehe dazu ausführlich *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 22 ff.

336 BGBl. I S. 1667 vom 4.8.2011.

337 BGBl. I S. 1667 vom 4.8.2011.

338 § 2 S. 1 AusglMechV 2012.

339 Siehe *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 24; siehe zudem *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 9; *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 119.

340 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 64b (zur AusglMechV 2009); *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 24; siehe zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 119; zu den einzelnen „Marktplattformen“ siehe ausführlich unten, Abschnitt B.VI.3., S. 126 ff., insb. Abschnitt B.VI.3.c.), S. 131 ff.

341 § 2 S. 2 AusglMechV 2012.

342 § 2 S. 2 AusglMechV 2012.

343 *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 64a. (zum EEG 2009); *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 23; vgl. § 2 S. 2 AusglMechV 2012; vgl. zudem *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 9.

344 BT-Drs. 16/13188, S. 14.

345 Die EEG-Umlage wird im Folgenden erläutert, siehe in diesem Abschnitt den nachfolgenden Absatz, S. 91 f.

halten^{346, 347} Im Rahmen dieser Beurteilung soll der vermarktende Übertragungsnetzbetreiber wie ein für fremde Vermögensinteressen verpflichteter Treuhänder angesehen werden.³⁴⁸ Mindestpreise können jedoch bei der Vermarktung nicht angesetzt werden.³⁴⁹

Im Anschluss erfolgt die Bildung der EEG-Umlage.³⁵⁰ Die EEG-Umlage wird nach § 37 Abs. 2 EEG 2012 „in Form einer Differenzkostenberechnung zwischen [den am Spotmarkt erzielten] Vermarktungserlösen und Ausgaben für Vergütungen“³⁵¹ bestimmt.³⁵² § 3 AusglMechV 2012 setzt i.V.m. § 3 AusglMechAV 2012 dabei die einzelnen Detailvoraussetzungen und -schritte der Berechnung sowie die damit einhergehende Informationspflicht fest.³⁵³ Diesen Differenzkostenbetrag können die jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber nun von den „Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die Strom an [...] Letztverbraucher liefern“³⁵⁴, jeweils anteilig verlangen.³⁵⁵ Es besteht insoweit eine Zahlungspflicht.³⁵⁶ Dabei soll der Anteil so bestimmt werden, dass jedes

346 BT-Drs. 16/13188, S. 14.

347 BT-Drs. 16/13188, S. 14; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 64a Fn. 3 (zur AusglMechV 2009); so *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 23; vgl. zudem *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 9.

348 BT-Drs. 16/13188, S. 14, dort auch noch mit weiteren Ausführungen zur bestmöglichen Vermarktung; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 64a (zur AusglMechV 2009); so *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 23.

349 BT-Drs. 16/13188, S. 14; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 64a; *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 25.

350 Vgl. § 37 Abs. 2 S. 1 EEG 2012; vgl. *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 9.

351 BR-Drs. 341/11, S. 162.

352 BR-Drs. 341/11, S. 162; siehe dazu zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 119.

353 Vgl. § 3 AusglMechV und § 3 AusglMechAV; zur Berechnung der EEG-Umlage sei ausführlich verwiesen auf *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 44 ff. [insb. Rn. 49 ff.].

354 § 37 Abs. 2 S. 1 EEG 2012.

355 Vgl. § 37 Abs. 2 S. 1 EEG 2012; vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 66 (zum EEG 2009 / AusglMechV 2009); siehe bereits *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 116.

356 *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 5 (zum EEG 2009); *ders.*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 6 f.

Letztverbraucher-beliefernde Elektrizitätsversorgungsunternehmen „dieselben Kosten pro Kilowattstunde trägt“³⁵⁷.³⁵⁸ Die Zahlung der EEG-Umlage hat dabei in „monatliche[n] Abschlägen in angemessenem Umfang“³⁵⁹ zu erfolgen, da von vornherein nicht die gesamte gelieferte Strommenge des einzelnen Unternehmens bestimmbar ist.³⁶⁰

Jedoch auch Letztverbraucher können unter den besonderen Voraussetzungen des § 37 Abs. 3 EEG 2012 ausnahmsweise den Letztversorgungsunternehmen gleichgestellt werden.³⁶¹ Sie unterliegen dann gegenüber dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber ebenso der Zahlungsverpflichtung des § 37 Abs. 1 EEG.³⁶² In diesem Zusammenhang kann von einer besonderen Letztverbraucherstellung gesprochen werden.

e.) Fünfte Ebene des Belastungsausgleichs³⁶³

Nachdem auf der vierten Ebene der EEG-Strom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet, die EEG-Umlage gebildet und anteilig auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen beziehungsweise ‚besonderen‘ Letztverbraucher weitergewälzt wurde, haben Letztversorger auf der fünften Ebene wiederum die Möglichkeit, diese EEG-Kosten an die Letztverbraucher weiterzugeben.³⁶⁴ Dies geschieht entweder durch Einstellen in den Strommix oder durch spezielle Ökostromtarife.³⁶⁵

357 § 37 Abs. 2 S. 2 EEG 2012; BR-Drs. 341/11, S. 162.

358 BR-Drs. 341/11, S. 162; siehe zudem *Altrock* in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 34 Rn. 6; so bereits *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 116.

359 § 37 Abs. 2 S. 3 EEG 2012.

360 BR-Drs. 341/11, S. 162.

361 Siehe dazu bereits *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 37 Rn. 88.

362 Vgl. § 37 Abs. 3 EEG 2012.

363 *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 10; *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 49 u. Rn. 65 / 66.

364 Vgl. *Cosack*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 10 und Rn. 14; *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 29 ff. (zum EEG 2000 / 2004); *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 122.

365 *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 29 f. (zum EEG 2000 / 2004).

IV. Das originäre Fördersystem des EEG und dessen Finanzierungsmechanismus

Damit bleibt letztlich festzuhalten, dass der Letztverbraucher – soweit er nicht privilegiert i.S.d. §§ 40 ff. EEG 2012 ist³⁶⁶ – das gesamte EEG-Mindestvergütungssystem vollständig finanziell trägt.³⁶⁷

366 Siehe zur Letztverbraucherprivilegierung und dem besonderen Belastungsausgleich ausführlich *Salje*, EEG 2012, § 40 Rn. 1 ff., *Posser / Altenschmidt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 40 – 44 Rn. 1 ff. sowie *Große / Kachel*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 40 Rn. 1 ff.

367 Vgl. gerade *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 12.

Zusammenfassend lässt sich der EEG-Belastungsausgleich wie folgt darstellen:

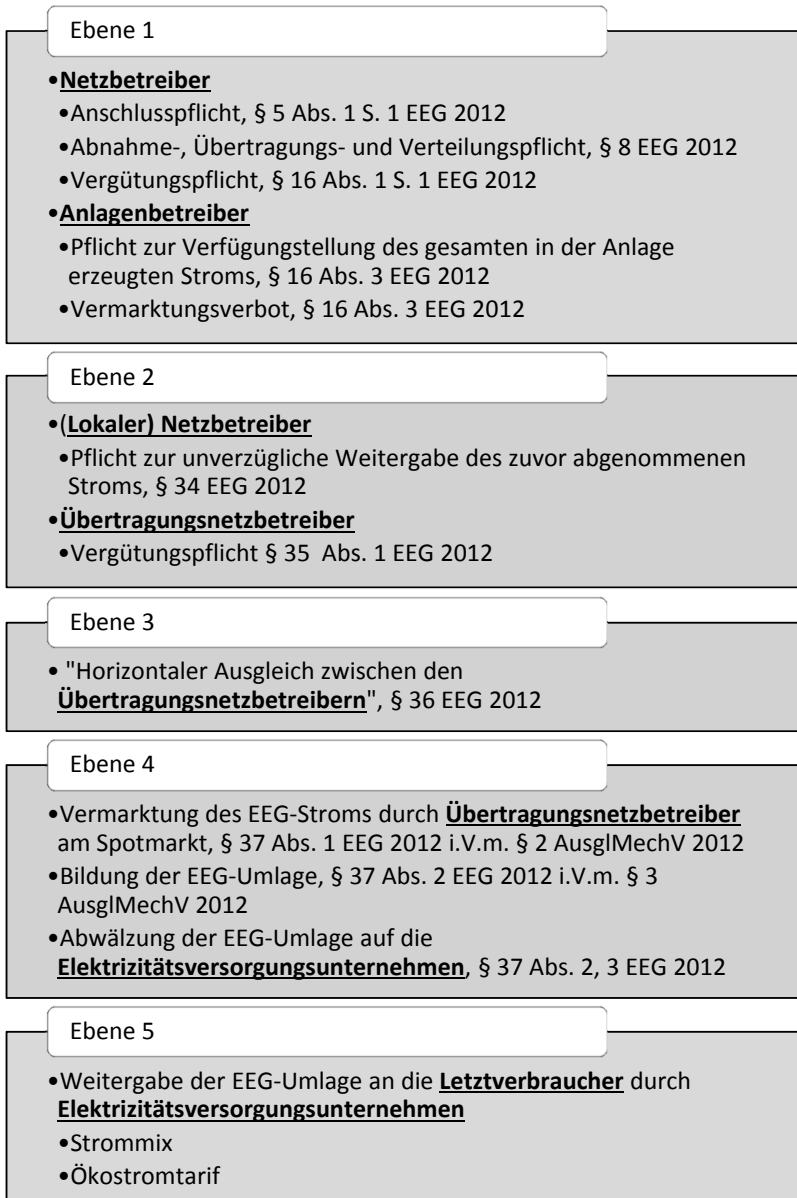


Abbildung 1: Grafische Darstellung des EEG-Belastungsausgleichs³⁶⁸

4. Schlussfolgerungen aus Aufbau und Aufteilung in Förder- und Finanzierungsmechanismus

Betrachtet man abschließend das Gesamtsystem der Mindestvergütung, so wird deutlich, dass eine klare Trennung und Unterscheidung in die Förderinstrumente (Mindestvergütungs- und Abnahmezwang) einerseits sowie deren Finanzierungs- und Umsetzungsmechanismen (Belastungsausgleich) andererseits möglich ist. Daraus lässt sich ein doppelter Schluss ziehen. Zum einen ist es möglich, das Förderinstrument beizubehalten, es aber auf eine andere Finanzierungs- und Umsetzungsbasis zu stellen. Es wäre insoweit denkbar – abseits des etwaigen, sich überhaupt ergebenden Nutzens einer derartigen Umstellung³⁶⁹ –, statt der mittelbaren Finanzierung über die EEG-Umlage einfach entsprechende Lenkungssteuern (z.B. Strafsteuern für fossile Energieanlagenbetreiber) oder allgemein eine Finanzierung über Steuern einzuführen.

Umgekehrt ist es genauso möglich, ein der Mindestvergütung ähnliches Fördersystem auf eine ähnliche oder gar dieselbe Finanzierungsbasis zu stützen. Genau dies hat – und insoweit sei eine Vorwegnahme gestattet – auch der Gesetzgeber im Rahmen der prämierten Direktvermarktung getan, indem er die Prämien – ebenfalls wie die Mindestvergütung – durch den Netzbetreiber auszahlen lässt und die Kosten sodann über die Verteilungs- und Übertragungsnetzbetreiber auf die letztverbraucherversorgenden Elektrizitätsversorgungsunternehmen abwälzt, sodass letztlich die Letztverbraucher die Prämie finanziell tragen, vgl. §§ 33g Abs. 1 S. 1, 33i Abs. 1 S. 1, § 35 Abs. 1a, § 36 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012.³⁷⁰

368 Quelle: *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 14; *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 49; die Darstellung wurde dabei leichten Modifikationen und Hervorhebungen unterzogen; eine weitere Darstellung findet sich bei *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 106.

369 Siehe dazu kurz Abschnitt F.IV.3., S. 616.

370 Siehe dazu Abschnitt D.II.2., S. 288 ff.; allgemein zur Wälzung der Vergütungszahlungen *Schlacke / Kröger*, Eine verfassungsrechtliche Bewertung der Kennzeichnung von marktpremiengeförderten Strom als Grünstrom, NVwZ 2012, S. 919 [S. 920]; *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 3 ff.

V. Einführung in das System der Direktvermarktung des EEG 2012

1. Grundlegendes Ziel der Direktvermarktungsnovelle

Im Anschluss an die vorangegangenen Ausführungen ist nun das novellierte und deutlich expandierte³⁷¹ Institut der Direktvermarktung zu erläutern. Diese hat mit Teil 3a zum ersten Mal³⁷² einen vollständig eigenen Abschnitt im EEG zugewiesen bekommen,³⁷³ der mit den §§ 33a bis 33i nun insgesamt neun Normen umfasst. Diese gliedern sich dabei in den Teil der „allgemeinen“³⁷⁴ (§§ 33a bis 33f EEG 2012) und den Teil der „besondere Förderbestimmungen“³⁷⁵ (§§ 33g bis 33i EEG 2012).³⁷⁶ Im Gegensatz zur Vorgängernovelle – die mit § 17 EEG 2009 nur eine einzige Norm mit drei Absätzen aufwies³⁷⁷ und insoweit von der Literatur lediglich als „ein erster Versuch“³⁷⁸ mit „[beschränkter] Kreativität“³⁷⁹ gewertet wurde – ist es sonach automatisch zu einer deutlichen Zunahme an Regelungsdichte gekommen.³⁸⁰

371 So zu Recht *Lehnert*, Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, S. 4 [S. 5]; ähnlich *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 34.

372 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380].

373 BR-Drs. 341/11, S. 152; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380]; siehe zudem *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 34.

374 BR-Drs. 341/11, S. 152.

375 BR-Drs. 341/11, S. 152.

376 BR-Drs. 341/11, S. 152; so bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

377 Zur Historie der Direktvermarktung sei ausführlich verwiesen auf *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 27 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 ff. sowie *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 4 ff.], dort auch jeweils m.w.N.; zur Vorschrift des § 17 EEG 2009 sei ausführlich verwiesen auf die Kommentierungen von *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 ff., *Ekardt*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG, § 17 Rn. 1 ff., *Salje*, EEG 2009, § 17 Rn. 1 ff. sowie *Sellmann*, in: *Reshöft*, EEG, § 17 Rn. 1 ff.

378 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

379 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

380 Vgl. insoweit *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 5]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 34; siehe dazu insgesamt ausführlich Abschnitt D.IV., S. 370 ff.

Sinn und Zweck der Neufassung der Direktvermarktungsvorschriften im Rahmen der EEG-Novelle ist es nach der Gesetzesbegründung, die Direktvermarktung als „eigenständige Säule“³⁸¹ zu etablieren, um einen Beitrag zur Marktintegration erneuerbarer Energien zu erbringen.³⁸² Was in diesem Zusammenhang unter dem Terminus der ‚Marktintegration der erneuerbaren Energien‘ im Einzelnen zu verstehen ist, kann nicht unmittelbar beantwortet werden. Hierzu schweigt der Gesetzgeber sowohl im Gesetz wie auch in der Gesetzesbegründung fast vollständig. Da dies hingegen für die Einführung in das System der Direktvermarktung noch nicht von näherer Bedeutung ist, sei auf die nachfolgenden Ausführungen im anschließenden Abschnitt verwiesen.³⁸³

2. Grundbegriff der Direktvermarktung – Legaldefinition³⁸⁴ des § 33a Abs. 1 EEG 2012

Zunächst muss dargelegt werden, was überhaupt unter dem vom Gesetzgeber verwandten ‚Grundbegriff‘ der Direktvermarktung zu verstehen ist. Der Gesetzgeber hält diesbezüglich in § 33a Abs. 1 EEG 2012 selbst eine entsprechende Legaldefinition dieses Begriffes vor.³⁸⁵ Danach können Anlagenbetreiberinnen³⁸⁶ und Anlagenbetreiber „Strom aus Anlagen, die

381 BR-Drs. 341/11, S. 91.

382 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91.

383 Siehe insoweit Abschnitt B.VII., S. 148 ff.

384 BR-Drs. 341/11, S. 152; so *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; *Ekarde / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 11; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.

385 BR-Drs. 341/11, S. 152; *Ekarde / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; siehe *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 11.

386 Auf die Nennung der femininen Form ‚Anlagenbetreiberinnen‘ wird im Folgenden aus Gründen der Lesbarkeit und Übersichtlichkeit verzichtet und stattdessen ausschließlich das generische Maskulinum „Anlagenbetreiber“ verwandt.

ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f an Dritte veräußern“^{387, 388}.

Im Mittelpunkt der Direktvermarktungsdefinition des Gesetzgebers steht im „Kern“³⁸⁹ die Veräußerung des Stroms an Dritte.³⁹⁰ Eine solche soll unter Berücksichtigung des „Anderen-Begriffs“ des allgemeinen Energiewirtschaftsrechts letztlich immer dann bestehen, soweit „ein anderer Rechtsträger [als der Anlagenbetreiber] mit Elektrizität aus EE oder Grubengas beliefert wird“^{391, 392}.

a.) Der Drittenbegriff unter Berücksichtigung des Telos der Direktvermarktung

Der Begriff des Dritten ist zugleich durch das allgemeine Vertragsrecht geprägt.³⁹³ Danach ist unter Heranziehung des Begriffsverständnisses von § 123 Abs. 2 BGB derjenige als Dritter einzuordnen, der weder selbst Erklärungsempfänger ist noch „als Hilfsperson „in dessen Lager“ steht“³⁹⁴ und daher der Risikosphäre des Erklärungsempfängers zuzurechnen ist.³⁹⁵ Es muss sich sonach um eine Person handeln, die außerhalb der vertraglichen Beziehung einzuordnen ist. Wendet man diesen Gedanken auf den

387 § 33a Abs. 1 EEG 2012; mit der in § 33a Abs. 1 EEG 2012 vorgenommenen Legaldefinition wird zugleich die allgemeine „Zulässigkeit der Direktvermarktung“ (BR-Drs. 341/11, S. 152) „in deklaratorischer Form“ (Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 5) dargelegt, siehe BR-Drs. 341/11, S. 152, Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 5 und Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f.

388 So bereits Hirsch / Holzapfel, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 10.

389 Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 2.

390 Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 2; Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 8; vgl. zudem Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 42; Hirsch / Holzapfel, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 18.

391 Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 3.

392 Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 3; Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

393 Vgl. Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 4.

394 Bork, Allgemeiner Teil des BGB, Rn. 879.

395 Bork, Allgemeiner Teil des BGB, Rn. 879; siehe Armbrüster, in: Säcker / Rixecker, MüKo-BGB, § 123 Rn. 64; siehe Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 4.

Begriff des Dritten im Rahmen der Direktvermarktung an, so gilt derjenige als Dritter, der nicht auf der Seite beziehungsweise im Lager des Anlagenbetreibers steht.³⁹⁶ Berücksichtigt man dabei noch, dass – insoweit sei eine Vorwegnahme gestattet – die Direktvermarktung in einem grundsätzlichen „Alternativverhältnis“³⁹⁷ zur Mindestvergütungsförderung steht (vgl. insoweit allein § 33e EEG 2012),³⁹⁸ und dass das Telos der Direktvermarktungsnovelle gerade auf die Etablierung der Direktvermarktung als „eigenständige Säule“³⁹⁹ abzielt,⁴⁰⁰ kann grundsätzlich nur derjenige als Dritter verstanden werden, der weder selbst (der veräußernde) Anlagenbetreiber⁴⁰¹ noch „abnahmepflichtige[r] Netzbetreiber“⁴⁰² (im Rahmen des Mindestvergütungsmechanismus) ist.^{403 404}

396 Siehe insoweit *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 4 ff., wobei diesbezüglich eine wertende Entscheidung vorgenommen werden soll; gegen eine wertende Betrachtung explizit *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 45.

397 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 15.

398 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; siehe zudem ebenda [S. 384]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 6 und § 33e Rn. 1 ff.

399 BR-Drs. 341/11, S. 91.

400 BR-Drs. 341/11, S. 91.

401 So *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 44; so – jedoch zur Regelung des § 33a Abs. 2 EEG 2012 – *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 4, der insoweit auf die „[P]ersonenverschieden[heit]“ (ebenda) abstellt; vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13 zur Vorgängerregelung.

402 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13.

403 Vgl. zur Vorgängerregelung *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 44.

404 Vgl. zur Vorgängerregelung *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13.

b.) Veräußerung als schuld- wie auch sachenrechtlich geprägter Begriff

Knüpft man nochmals vertiefend an den Begriff der Veräußerung an, so ist dieser grundsätzlich mehrfach geprägt.⁴⁰⁵ Ohne Berücksichtigung des Vorgenannten wie auch des allgemeinen zivilrechtlichen Verständnisses dieses Begriffs hätte man zunächst davon ausgehen können, dass unter dem Terminus der Veräußerung lediglich der Verkauf von Strom durch den Anlagenbetreiber an Dritte zu verstehen ist.⁴⁰⁶ Dies findet insoweit auch Bestätigung durch die Gesetzesbegründung zur Vorgängerregelung § 17 EEG 2009, wonach die Direktvermarktung als „Verkauf von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Anlagenbetreibende [...] an der Strombörse oder an OTC-Märkten“⁴⁰⁷ aufzufassen sei.⁴⁰⁸ Diese Auslegung kann jedoch nicht beibehalten werden, soweit man berücksichtigt, dass der Begriff der Veräußerung nach zivilrechtlichem Verständnis allgemein nicht nur die schuldrechtliche Seite des Verkaufs umfasst,⁴⁰⁹ sondern auch eine sachenrechtliche Ebene aufweist.⁴¹⁰ Insoweit fällt unter den Veräußerungsbegriff nicht nur die kaufrechtliche Seite, sondern auch die Übertragung des Rechts (Verfügungsgewalt) auf den Dritten.⁴¹¹ Dass dies der Fall sein muss, wird gerade deutlich, soweit man vergleichend das allgemeine Verständnis des Gesetzgebers vom Abnahmebegriff mit einbezieht, der (ebenfalls) im Recht der Mindestvergütung eine entscheidende Rolle spielt, vgl. insoweit § 16 Abs. 1 S. 2 EEG 2012.⁴¹² Nach dem allgemeinen Verständnis vom Abnahmebegriff i.S.d. § 8 EEG 2012 setzt dieser ebenso die „Übernahme der

405 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5.

406 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

407 BT-Drs. 16/9477, S. 24.

408 Vgl. BT-Drs. 16/9477, S. 24; diese Legaldefinition wird bereits von *Salje*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5 – jedoch in einem anderen Kontext – herangezogen.

409 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5.

410 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5.

411 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8 sowie § 8 Rn. 7; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5.

412 Denn wie dargelegt, erhalten die Anlagenbetreiber nach § 16 Abs. 1 S. 1 i.V.m. S. 2 EEG 2012 nur dann eine entsprechende Vergütung seitens des Netzbetreibers, soweit eine Abnahme i.S.d. § 8 EEG 2012 (durch diesen) erfolgt ist,

sachenrechtlichen Verfügungsbefugnis⁴¹³ durch den Netzbetreiber voraus.⁴¹⁴ Dies muss erst recht auch im Rahmen der Direktvermarktung im Hinblick auf den Dritten gelten. Diese soll eine „eigenständige Säule“⁴¹⁵ gegenüber der Mindestvergütung darstellen.⁴¹⁶ Sie steht zu dieser somit in einem „Alternativverhältnis“^{417, 418}. Das Erlangen der vorgenannten Verfügungsgewalt ist gerade auch bei der vorgenannten Definition gegeben, welche die Veräußerung als eine erfolgreiche Belieferung eines anderen Rechtsträgers mit Strom aus Energieträgern i.S.d. § 3 Nr. 3 EEG 2012 einordnet.⁴¹⁹

Auf Grund der vorgenannten sachen- wie auch schuldrechtlichen Doppelprägung ist im Rahmen des Veräußerungsbegriffs auch das Kriterium der Entgeltlichkeit als Voraussetzung mit aufzunehmen, sodass sich die Veräußerung – und somit die monetäre Gegenleistung nicht in reiner Symbolik erschöpfen darf.⁴²⁰ Marktwertäquivalenz ist dagegen nicht erforderlich.⁴²¹ Dies wird zudem durch die im Rahmen der Vorgängerregelung zu § 17 EEG 2009 vom Gesetzgeber getroffene Direktvermarktungsdefinition deutlich, die gerade vom „Verkauf von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Anlagenbetreibende [...] an der Strombörse oder an OTC-Märkten“⁴²² ausgeht.⁴²³

siehe dazu nochmals *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 8.

413 *Salje*, EEG 2012, § 8 Rn. 7.

414 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 8 Rn. 7.

415 BR-Drs. 341/11, S. 91.

416 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91.

417 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382].

418 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.]; siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33e Rn. 1 ff.

419 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 3; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

420 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; siehe zudem *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 43.

421 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; siehe *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5.

422 BT-Drs. 16/9477, S. 24.

423 Vgl. *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5.

3. Verhältnis der Direktvermarktung zu anderen Förder- und Verwertungsformen im EEG

Um die Rolle der Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2012 zu identifizieren und weiter in ihre gesetzliche Ausgestaltung einzuführen, ist ihr Verhältnis zu den übrigen im EEG 2012 implementierten Instrumenten wie auch Instituten zu bestimmen.

a.) Verhältnis der Direktvermarktung zum Eigen- wie auch Drittverbrauch

aa.) Eigenverbrauch vs. Direktvermarktung

Betrachtet man zunächst nochmals den Kernbestandteil⁴²⁴ der Direktvermarktung – die Veräußerung des Stroms an Dritte,⁴²⁵ so wurde im Rahmen des Drittenbegriffs gerade die Rechtsträgerschiedenheit zum Anlagenbetreiber selbst herausgestellt.⁴²⁶ Demnach ist auch der Eigen- bzw. Selbstverbrauch respektive die Eigenversorgung⁴²⁷ nicht als Veräußerung an Dritte zu qualifizieren, sodass diese(r) keine Direktvermarktung darstellt.⁴²⁸

424 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

425 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

426 Siehe insoweit nochmals ebenda, Abschnitt B.V.2., S. 97 ff. sowie *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 3 ff. und *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

427 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6].

428 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 8; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 23; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 20 f., dort auch mit weiteren Argumenten; siehe *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 44; so schon *Sellmann*, in: Reshöft, EEG, § 17 Rn. 27 zur Situation unter der Vorgängerregelung des § 17 EEG 2009.

bb.) Drittverbrauch vs. Direktvermarktung

Fraglich ist, wie insoweit der Dritt- bzw. Direktverbrauch einzuordnen ist. Ein solcher liegt vor, soweit „der Strom von einem Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage verbraucht und nicht durch ein Netz („der allgemeinen Versorgung“⁴²⁹) geleitet wird“⁴³⁰ (z.B. Lieferung an Nachbarn mit „unmittelbare[r] räumlicher Nähe i.S.v. § 16 Abs. 3 [EEG 2012]“⁴³¹).⁴³² Zwar wäre diese Konstellation grundsätzlich als Veräußerung des Stroms durch den Anlagenbetreiber zu subsumieren, jedoch stellt § 33a Abs. 2 EEG 2012 ausdrücklich klar⁴³³, dass derartiger Drittverbrauch gerade „keine Direktvermarktung im Sinne des EEG darstellt“⁴³⁴.⁴³⁵

b.) Grundsätzliches Ausschlussverhältnis von Direktvermarktung zur Mindestvergütung

Zu analysieren ist nun noch, wie das Verhältnis der Direktvermarktung zur Einspeise- bzw. Mindestvergütung nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 ausgestaltet ist. Durch die im Rahmen der Gesetzesbegründung verwandte und in den vorherigen Ausführungen dargelegte Formulierung der Etablierung der Direktvermarktung als „eigenständige Säule“⁴³⁶ wird bereits deutlich, dass der Gesetzgeber zwischen der Direktvermarktung und der Mindestvergütung vom Gesetzgeber in Fortsetzung zur Vorgän-

429 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 9.

430 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 17.

431 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 17.

432 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 9; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 17.

433 BR-Drs. 341/11, S. 152.

434 BR-Drs. 341/11, S. 152.

435 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 9; *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 17; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 152; zur weiteren Vertiefung der Abgrenzung sei auf die Ausführungen von *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 47 ff. verwiesen; dazu ebenfalls mit weiteren Ausführungen *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33a Rn. 24 ff.; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 25 ff., dort auch mit weiteren Ausführungen.

436 BR-Drs. 341/11, S. 91.

gerregelung weiterhin ein grundsätzliches Ausschluss- und „Alternativverhältnis“⁴³⁷ vorsieht.⁴³⁸ Insoweit ordnet § 33e EEG 2012 für den Fall der Direktvermarktung einen Ausschluss des Mindestvergütungsanspruchs nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 an und entbindet den Anlagenbetreiber zugleich von der Andienungspflicht des § 16 Abs. 3 EEG 2012.⁴³⁹ In der umgekehrten Konstellation der Inanspruchnahme der Mindestvergütung besteht diese Andienungspflicht hingegen, vgl. § 16 Abs. 3 EEG 2012. Eine Direktvermarktung dieses Stroms ist in dieser Konstellation wiederum nicht möglich.⁴⁴⁰ Der Anlagenbetreiber kann demnach grundsätzlich entweder nur direktvermarkten oder die Mindestvergütung beanspruchen.⁴⁴¹ Eine Doppelförderung wird damit exkludiert („aut-aut“⁴⁴²).⁴⁴³

437 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 15.

438 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.]; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 4 und § 33e Rn. 1; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; vgl. zudem *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33e Rn. 2; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 15 und Rn. 29.

439 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 156; siehe dazu ausführlich *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33e Rn. 1 ff.; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33e Rn. 1 und Rn. 3 ff.; siehe bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33e Rn. 4 ff.; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 30.

440 Vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33e Rn. 2.

441 Siehe dazu insgesamt ausführlich *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff. [insb. S. 384 f.]] sowie *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33e Rn. 1 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 33e Rn. 1 ff.; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33f Rn. 1.

442 *Salje*, EEG 2012, § 33e Rn. 1; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33e Rn. 1; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33e Rn. 1 bezeichnen dies auch als „aut-aut-Prinzip“ (ebenda).

443 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33e Rn. 1 und Rn. 3; *Salje*, EEG 2012, § 33e Rn. 1; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33e Rn. 1.

c.) Anteilige Direktvermarktung als Ausnahme des
Ausschließlichkeitsverhältnisses zur Mindestvergütung

Eine Ausnahme vom vorgenannten Grundsatz ist für den Fall vorgesehen, dass sich der Anlagenbetreiber für die vom Gesetzgeber ebenfalls offerierte „Sonderform“⁴⁴⁴ der anteiligen Direktvermarktung nach § 33f EEG 2012 entscheidet: Im Rahmen der anteiligen Direktvermarktung wird insoweit das strikte „aut-aut-Prinzip“⁴⁴⁵ durchbrochen⁴⁴⁶, indem dem Anlagenbetreiber (unter anderem) eine Aufteilung seiner erzeugten wie auch eingespeisten⁴⁴⁷ Strommenge sowohl in die Mindestvergütung als auch in die Direktvermarktung zu frei wählbaren Quoten (zum Beispiel 70 Prozent Mindestvergütung, 30 Prozent Direktvermarktung)⁴⁴⁸ ermöglicht wird (,et-et“⁴⁴⁹).⁴⁵⁰ Er kann⁴⁵¹ die beiden Säulen⁴⁵² demnach jeweils parallel wahrnehmen, wobei jedoch die Quotelung die erzeugte Gesamtmenge nicht übersteigen darf (reine Anteiligkeit der Direktvermarktung).

444 BR-Drs. 341/11, S. 157; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 5.

445 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33e Rn. 1 und Rn. 3.

446 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33e Rn. 1.

447 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 157; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 6.

448 Vgl. das Beispiel bei *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33f Rn. 3; *Salje*, EEG 2012, § 33f Rn. 1.

449 *Salje*, EEG 2012, § 33f Rn. 10, der insoweit von einer Flexibilisierung der „starren Rechtsfolge des 33e [...] zu Gunsten einer ‚sowohl-als-auch-Lösung‘“ (ebenda) spricht.

450 Siehe dazu ausführlich *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 1 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 33f Rn. 3 ff.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 14 sowie § 33f Rn. 1 und Rn. 4; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 72 f.; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33f Rn. 3. Insofern sind die von den Anlagenbetreibern mitzuteilenden wie auch einzuhaltenden Prozentwerte „auf die jeweils messtechnisch erfassten viertelstündlichen Leistungsmittelwerte der tatsächlichen Einspeisung [bezogen] und stellen mithin keine statistische Leistungsscheibe der Anlage dar“ (BR-Drs. 341/11, S. 157), *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 6.

451 Zur Freiwilligkeit im Rahmen der Direktvermarktung bezüglich der Formen- und Anteilswahl siehe ausführlich Abschnitt D.I.1.b.), S. 251 ff.

452 BR-Drs. 341/11, S. 91; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 4 sowie § 33e Rn. 1.

Denn auch im Rahmen der anteiligen Direktvermarktung soll insoweit eine Doppelförderung ausgeschlossen werden, vgl. insoweit auch § 56 Abs. 1 EEG 2012.

4. Formen und Förderinstrumente der Direktvermarktung

a.) Überblick über die Direktvermarktungsformen

Insgesamt wird damit deutlich, dass der Gesetzgeber mit der Direktvermarktung ein ‚Ausbrechen‘ aus dem regulären Mindestvergütungsregime in Richtung des selbstständigen Handels des erzeugten Stroms mit anderen Rechtsträgern vorsieht.⁴⁵³ Um nachzuvollziehen, auf welche Weise dieser Ausstieg⁴⁵⁴ vom Gesetzgeber genau vorgesehen ist, sind nun die verschiedenen Direktvermarktungsformen zu erläutern, die dem Anlagenbetreiber durch § 33b Nr. 1 bis 3 EEG 2012 abschließend⁴⁵⁵ offeriert werden. Der Anlagenbetreiber kann danach eine Direktvermarktung in drei Formen vornehmen:⁴⁵⁶ Entweder „als Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33g“⁴⁵⁷ (§ 33b Nr. 1 EEG 2012, ‚marktprämierte‘ Direktvermarktung), „als Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 Absatz 1“⁴⁵⁸ (§ 33b Nr. 2 EEG 2012, ‚grünstromprivilegierte Direktvermarktung‘) oder „als sonstige Direktvermarktung“⁴⁵⁹ (§ 33b Nr. 3 EEG 2012).⁴⁶⁰ Ihm steht bezüglich der Wahl

453 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

454 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

455 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 3; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 2; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33b Nr. 1; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33b Rn. 1; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 32; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153.

456 BR-Drs. 341/11, S. 153.

457 § 33b Nr. 1 EEG 2012.

458 § 33b Nr. 2 EEG 2012.

459 § 33b Nr. 3 EEG 2012.

460 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33b Rn. 1; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33b Rn. 1; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 32.

der Direktvermarktungsformen grundsätzlich ein Ermessen zu (Wahlfreiheit der Direktvermarktungsformen), vgl. § 33b EEG 2012 („kann“).⁴⁶¹

b.) Verhältnis der einzelnen Direktvermarktungsformen zueinander

Die Besonderheit zwischen den verschiedenen Direktvermarktungsformen besteht darin, dass sie sich grundsätzlich gegenseitig ausschließen.⁴⁶² Das bedeutet, dass sich der Anlagenbetreiber grundsätzlich auf eine der vorgenannten Direktvermarktungsformen festlegen muss,⁴⁶³ soweit er die Direktvermarktung generell wahrnehmen möchte („Exklusivität der Direktvermarktungs[f]ormen“⁴⁶⁴). Ansonsten liegt ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot des § 56 Abs. 1 S. 2 EEG 2012 vor.⁴⁶⁵

Dieses grundsätzlich (fort-)geltende „aut-aut-Prinzip“⁴⁶⁶ wird wiederum durch die generelle Möglichkeit der anteiligen Direktvermarktung durchbrochen^{467, 468}. Insofern können die Anlagenbetreiber ihren zu direktvermarktenden Strom nicht nur zwischen Mindestvergütung und Direktvermarktung, sondern auch in verschiedene Direktvermarktungs-

461 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6]; siehe dazu insgesamt ausführlich Abschnitt D.I.1.b.), S. 251 ff.

462 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 17; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 1; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33b Rn. 2; so unter Rückbezug auf die Gesetzesbegründung zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 38.

463 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 1 sowie § 33b Rn. 2; so zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 38; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33b Rn. 3.

464 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 18; so ebenfalls *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33b Rn. 3.

465 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 2; vgl. *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33b Rn. 2.

466 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33e Rn. 1 und Rn. 3.

467 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33e Rn. 1.

468 Vgl. dazu *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 1 und Rn. 3 f.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385].

formen prozentual aufsplitten.⁴⁶⁹ Es ergeben sich demnach verschiedenste Aufteilungsmöglichkeiten innerhalb wie auch außerhalb der Direktvermarktung: Beispielsweise könnte ein Anlagenbetreiber im Falle vollständiger Direktvermarktung 60 Prozent seines produzierten Stroms für die Inanspruchnahme der Marktprämie verwenden (§ 33b Nr. 1 EEG 2012), zu 30 Prozent die grünstromprivilegierte Direktvermarktung wahrnehmen (§ 33b Nr. 2 EEG 2012) sowie mit den übrigen 10 Prozent der eingespeisten⁴⁷⁰ Menge die sonstige Direktvermarktung (§ 33b Nr. 3 EEG 2012) nutzen.⁴⁷¹ Nimmt er Direktvermarktung und Mindestvergütung parallel wahr (kombinatorische⁴⁷² Nutzung), wäre beispielsweise eine breitgefächerte Aufteilung in 40 Prozent Mindestvergütung (§ 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012), 30 Prozent marktprämierte Direktvermarktung (§ 33b Nr. 1 EEG 2012), 25 Prozent grünstromprivilegierte Direktvermarktung (§ 33b Nr. 2 EEG 2012) sowie 5 Prozent sonstige Direktvermarktung (§ 33b Nr. 3 EEG 2012) möglich.⁴⁷³ Die Aufteilungsmöglichkeiten sind für den Anlagenbetreiber damit beinahe vollkommen grenzenlos, soweit er insgesamt die Gesamtmenge des Stroms im Rahmen seiner Wahl nicht überschreitet (Fall unzulässiger Doppelvermarktung⁴⁷⁴).

469 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 156; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 1 ff.; so *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 72 f.; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33f Rn. 3.

470 BR-Drs. 341/11, S. 157; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 6.

471 Vgl. insoweit die Beispiele bei *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 3.

472 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385].

473 Vgl. insoweit die Beispiele bei BR-Drs. 341/11, S. 157 sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 4; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33f Rn. 4, die eine solche Konstellation als „Extremfall“ (ebenda) beschreiben; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 73; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33f Rn. 3.

474 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153.

c.) Direktvermarktung zwecks der Inanspruchnahme der Marktpremie,
§ 33b Nr. 1 EEG 2012 („marktpremiierte Direktvermarktung“)

aa.) Die Marktpremie als Primärförderinstrument im Rahmen der
Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012

Die erste dieser – vom Gesetzgeber vorgehaltenen – Direktvermarktungsformen bezweckt gemäß § 33b Nr. 1 EEG 2012 die „Inanspruchnahme der Marktpremie nach § 33g [EEG 2012]“⁴⁷⁵. Die Marktpremie wird dabei auch als „Herzstück“⁴⁷⁶ der Direktvermarktungsnovelle bezeichnet.⁴⁷⁷ Ziel dieses Förderinstruments ist zunächst die Kompensation des Differenzbetrages (Minderertrages), der sich im Rahmen der Direktvermarktung zwischen dem durchschnittlich erzielbaren Marktpreis und der grundsätzlich erlangbaren EEG-Vergütung ergibt („erste Funktion“⁴⁷⁸).⁴⁷⁹ Dieser Kompensationsbetrag wird anschließend noch um einen weiteren Betrag – die sog. Managementprämie – erhöht.⁴⁸⁰ Diese soll vor allem⁴⁸¹ die Zusatzkosten der freien Vermarktung decken („zweite Funktion“⁴⁸²).⁴⁸³ Die Marktpremie führt demzufolge eine doppelte Kompensation herbei (doppelte Kompensationsleistung der

475 § 33b Nr. 1 EEG 2012.

476 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380].

477 So *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380]; ähnlich *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 17 und § 33b Rn. 1 und Rn. 5, die insofern vom „Grundmodell der Direktvermarktung und deren Förderung“ (ebenda) sprechen.

478 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

479 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; siehe zudem *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 17 sowie *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 3 und Rn. 9; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 4.

480 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11 f., insb. die Abbildung auf S. 11]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 2; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 5.

481 Zur weiteren Wirkung der Managementprämie siehe noch Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.

482 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

483 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11 f.]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 2; siehe zudem *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 3 und Rn. 9; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 5.

Marktprämie).⁴⁸⁴ Sie wird insoweit „als Zuschuss zu dem Vermarktungserlös gewährt“^{485, 486} den der Anlagenbetreiber insoweit bereits im Rahmen des eigentlichen Direktvermarktungsvorgangs erzielt (hat).

bb.) Die Flexibilitätsprämie als additionalen Förderinstrument

Nicht unmittelbar respektive ausdrücklich unterfällt der Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012 das Förderinstrument der Flexibilitätsprämie,⁴⁸⁷ welche(s) gemäß § 33i EEG 2012 ausschließlich⁴⁸⁸ für Biogasanlagenbetreiber⁴⁸⁹ „ergänzend zur Marktprämie“⁴⁹⁰ verfügbar ist.⁴⁹¹ Bei dieser handelt es sich um „eine unselbstständige Ergänzung zur Marktprämie für bestimmte Anlagentypen“⁴⁹² und damit um „keine eigene Form der Direktvermarktung i.S.d. § 33b [EEG 2012]“^{493, 494}. Folglich unterfällt die Flexibilitätsprämie als additionalen Förderinstrument lediglich mittelbar der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012.⁴⁹⁵

484 Zur Berechnung der Marktprämie siehe im Einzelnen Abschnitt D.II.3., S. 290 ff.

485 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 9.

486 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 9.

487 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 2 und insb. Rn. 8.

488 Vgl. gerade *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 9; so bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 10.

489 So bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 10.

490 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

491 Siehe bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 38.

492 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 8.

493 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 8.

494 So *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 2 und insb. Rn. 8 unter Rückbezug auf die Gesetzesbegründung (BT-Drs. 17/6071, S. 78 = BR-Drs. 341/11, S. 153); ebenso – jedoch ohne Abstellen auf die Unselbstständigkeit – *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 2.

495 So *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 8 unter Rückbezug auf die Gesetzesbegründung (BT-Drs. 17/6071, S. 78 = BR-Drs. 341/11, S. 153).

Ziel dieses Zusatzinstruments ist, verstärkt auf eine bedarfsgerechte Verlagerung der Produktion und die dafür notwendige Steigerung der Erzeugungskapazität bei Biogasanlagen hinzuwirken.⁴⁹⁶ Insofern sollen die für eine Produktionsverlagerung notwendigen Investitionskosten in Speicher sowie die zusätzliche Erzeugungskapazität entsprechend kompensiert wie auch angereizt werden.⁴⁹⁷

- d.) Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen, § 33b Nr. 2 EEG 2012 („grünstromprivilegierte Direktvermarktung“)

Im Rahmen der zweiten Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 2 EEG 2012 wird der Strom an ein letztverbraucherbelieferndes Elektrizitätsversorgungsunternehmen veräußert, das ihn sodann zwecks Wahrnehmung der Verringerung der EEG-Umlage nach § 39 Abs. 1 EEG 2012 nutzt, das sog. Grünstromprivileg.⁴⁹⁸ Denn wie bereits im Rahmen des EEG-Belastungsausgleichs beschrieben, sind die letztverbraucherbeliefernden Elektrizitätsversorgungsunternehmen auf der vierten Ebene nach § 37 Abs. 2 S. 1 EEG 2012 zur anteiligen Übernahme der EEG-Umlagen-Last verpflichtet,⁴⁹⁹ die sie anschließend auf der fünften Ebene wiederum an die Letztverbraucher weiterwälzen können.⁵⁰⁰ An diese Wälzungspflicht knüpft das in § 39 Abs. 1 EEG 2012 normierte Grünstromprivileg an, indem es diejenigen Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit einer Senkung der EEG-Umlagen-Last um bis zu 2,0 Cent pro Kilowattstunde

496 Siehe BR-Drs. 341/11, S. 91; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 15 f.]; *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 3; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 1; vgl. zudem § 33i Abs. 1 EEG 2012.

497 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 15]; *ders.*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 4; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 1.

498 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 4; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 2.

499 Vgl. *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 34 Rn. 5 (zum EEG 2009); *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 6 f.; siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt B.IV.3.d.), S. 91 f.

500 Vgl. *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 10 und Rn. 14; *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, Einleitung Rn. 29 ff. (zum EEG 2000 / 2004); siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt B.IV.3.e.), S. 92.

belohnt, die im Rahmen der Letztverbraucherbelieferung ein bestimmtes ökostromhaltiges⁵⁰¹ Portfolio aufweisen.⁵⁰² Dieses Lieferportfolio muss dabei insgesamt mindestens zur Hälfte aus grundsätzlich vergütungsfähigen erneuerbaren Energien (§§ 23 bis 33 EEG 2012) bestehen und zugleich mindestens zwanzig Prozent fluktuierende EEG-Erzeugungsarten (§§ 29 bis 33 EEG 2012) beinhalten, vgl. § 39 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012.⁵⁰³

Durch die vorgenannte Absenkung der EEG-Umlage profitieren zwar zunächst unmittelbar die Händler, wobei diese sodann den Anlagenbetreiber im Zuge der genannten „Besserstellung“⁵⁰⁴ jedoch „eine attraktive[re] Vergütung [offerieren können]“⁵⁰⁵.⁵⁰⁶ Es handelt sich sonach um eine mittelbare Förderung, die insoweit beim Händler ansetzt.⁵⁰⁷

e.) Sonstige Direktvermarktung, § 33b Nr. 3 EEG 2012

Als dritte – und damit letzte – Direktvermarktungsform steht dem Anlagenbetreiber mit § 33b Nr. 3 EEG 2012 noch die „sonstige Direktver-

501 Unter dem Terminus Öko- beziehungsweise Grünstrom ist hier und im Folgenden der Strom zu verstehen, der grundsätzlich nach (§ 3 Nr. 3 EEG 2012 i.V.m.) den §§ 23 bis 33 EEG 2012 als vergütungsfähig einzustufen ist und somit auch als EEG-Strom zu bezeichnen ist, vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 21, die insofern von „Strom aus EEG-Anlagen“ (ebenda) sprechen.

502 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 163; siehe dazu insgesamt ausführlich *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392 f.].

503 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 163; siehe dazu insgesamt ausführlich *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392 f.].

504 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

505 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 4; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 2.

506 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 4; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 2; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und insb. S. 392]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 18 und vor allem § 33b Rn. 6, wobei insoweit ein Angebot durch den Händler möglich sein soll, welches sogar die Marktprämie übersteigt.

507 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 392]; siehe zudem *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 2 und Rn. 5; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 33; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 7.

marktung⁵⁰⁸ zur Verfügung. Insoweit handelt es sich (nach der Gesetzesbegründung) um einen Auffangtatbestand, der „jeden weiteren Vermarktungsweg [umfasst]“⁵⁰⁹.⁵¹⁰ Die sonstige Direktvermarktung soll danach „auch für Strom [gelten], der nicht nach dem EEG vergütungsfähig ist“⁵¹¹.⁵¹² Im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung ist (gerade auch deshalb) kein eigenes Förderinstrument implementiert worden.⁵¹³ Es besteht insofern die allgemeine Möglichkeit der Ausstellung von Herkunftsnachweisen.⁵¹⁴ Zusätzlich „kann das Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 Abs. 1 Nr. 1 StromNEV [beansprucht] werden“⁵¹⁵, soweit die Voraussetzungen hierfür erfüllt werden.⁵¹⁶ Insgesamt wird im Rahmen der Literatur der Sinn dieser Vermarktungsform bezweifelt⁵¹⁷ beziehungsweise zumindest kritisch hinterfragt⁵¹⁸.

508 § 33b Nr. 3 EEG 2012.

509 BR-Drs. 341/11, S. 153.

510 BR-Drs. 341/11, S. 153; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 393]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 19 und § 33b Rn. 7; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 33.

511 BR-Drs. 341/11, S. 153.

512 So BR-Drs. 341/11, S. 153; siehe dazu *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 393]; siehe insgesamt kritisch *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 33 ff. und *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 8 ff.

513 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 393], wobei diese jedoch nur allgemein darlegen, dass kein eigenes Förderinstrument implementiert wurde; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 3 und Rn. 7; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 33.

514 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 393]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 7 und zudem § 33a Rn. 20.

515 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 7.

516 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 7.

517 Siehe dazu kritisch *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 5.

518 Siehe dazu *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 6.

5. Zwischenergebnis und kritische Zwischenbemerkungen

a.) Direktvermarktung als neue Förder- wie auch Verwertungsform

Betrachtet man nun das bisher gezeichnete Gesamtbild über die novellierte Direktvermarktung, so lässt sich nicht nur eine Trias an Direktvermarktungsformen attestieren. Vielmehr fällt mit Weiterführung des Grünstromprivilegs zunächst ein bekanntes Förderinstrument in den Fokus, was jedoch in seiner novellierten Fassung mit deutlich geschärften Anforderungen⁵¹⁹ sowie modifizierter Rechtsfolge⁵²⁰ aufwartet.⁵²¹ Viel bedeutender ist aber vor allem die Einführung bisher neuer⁵²² – wenn auch

519 Im Rahmen der Vorgängerfassung des § 37 Abs. 1 EEG 2009 reichte für die Befreiung beziehungsweise Verringerung des jeweiligen Elektrizitätsversorgungsunternehmens von der EEG-Umlage bereits ein hälftiger Anteil an Strom aus erneuerbaren Energien i.S.d. §§ 23 bis 33 EEG 2009 im Rahmen des Belieferungsportfolios (siehe zur Regelung des § 37 Abs. 1 S. 2 EEG 2009 insoweit ausführlich *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 37 Rn. 23 ff.), im Rahmen des EEG 2012 bleibt es zwar bei der vorgenannten hälftigen Gesamtquote, wobei jedoch von dieser gesamten Liefermenge wiederum 20 Prozent aus fluktuierenden Energieträgern stammen müssen, vgl. BR-Drs. 341/11, S. 163. Da sich diese Quoten auf jedes 15-Minuten-Intervall beziehen, bedeutet dies in der Praxis, dass grundsätzlich mehr Strom aus erneuerbaren Energien eingekauft werden muss als tatsächlich zur Erfüllung der Quotenziele notwendig ist, da etwaige Schwankungen im Rahmen der fluktuierenden Energieträger ausgeglichen respektive antizipiert werden müssen, *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14]. Diese quotalen Anforderungen müssen dabei „in diesem Kalenderjahr sowie zugleich jeweils in mindestens acht Monaten dieses Kalenderjahres folgende Anforderungen erfüllt [werden]“ (§ 39 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012). Insoweit ist das Grünstromprivileg auf eine ganzkalenderjährliche Wahrnehmung beschränkt worden, *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14]. Siehe dazu insgesamt ausführlich *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14] sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

520 Im Vergleich zur ursprünglichen Fassung der Vorgängerregelung des § 37 EEG 2009 kommt es insoweit nicht mehr zu einem vollständigen Entfall der EEG-Umlage, vielmehr ist die Verringerung der EEG-Umlage – in Fortsetzung der novellierten Fassung der Regelung des § 37 Abs. 1 S. 2 EEG 2009 – auf 2,0 Cent pro Kilowattstunde beschränkt, vgl. § 39 Abs. 1 EEG 2012, siehe dazu ausführlich *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 37 Rn. 23 ff.; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14] sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

521 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 162.

522 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91, wo insoweit von einer „zentrale[n] Neuerung“ (ebenda) gesprochen wird.

nicht vollkommen unbekannter –⁵²³ Förderinstrumente – Markt- und Flexibilitätsprämie, §§ 33g bis 33i EEG 2012. Die Direktvermarktung ist damit deutlich facettenreicher geworden. Sie bildet insoweit ein Rahmenkonstrukt für bekannte wie auch neue Instrumente. Diese werden dabei einer eigenen (vgl. exemplarisch § 33g EEG 2012) wie auch vollständigen Regulierung⁵²⁴ unterworfen (vgl. allein §§ 33c und 33d EEG 2012).⁵²⁵ Insgesamt wird somit das vom Gesetzgeber der Direktvermarktungsnovelle zugrunde liegende Telos deutlich, „die bisher nur rudimentär angelegte Direktvermarktung (§ 17 EEG 2009) als eigenständige Säule des EEG [aufzubauen]“^{526, 527} Es werden dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung somit komplett eigenständige Förderwege respektive „Förderpfade“⁵²⁸ offeriert.⁵²⁹

Insoweit ist bereits die von § 33b EEG 2012 gewählte Bezeichnung der ersten beiden Fördermöglichkeiten (§ 33b Nr. 1 und Nr. 2) als ‚reine‘ Direktvermarktung respektive Direktvermarktungsformen inhaltlich unpräzise, wenn nicht gar unzutreffend.⁵³⁰ Insgesamt böte es sich daher an, die Direktvermarktung im Ganzen eher als ‚zweiten‘ beziehungsweise ‚alternativen Förderweg‘ zu bezeichnen,⁵³¹ der gerade neben die Mindestvergütung treten soll.⁵³² Bei einer derartigen Titulierung fiel jedoch die sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 aus dem Rahmen

523 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 5]; *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 10 f.

524 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

525 Vgl. insoweit *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 1, die zutreffend davon sprechen, dass „de[r] neue Teil 3a [...] systematisch geschlossen und eigenständig neben [die] Einspeisevergütung“ (ebenda) treten soll.

526 BR-Drs. 341/11, S. 91.

527 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91; so – jedoch allein zur abschließenden Zusammenfassung der Direktvermarktungsformen in § 33b EEG 2012 – *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

528 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; so ebenfalls *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

529 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 15.

530 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382].

531 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 384].

532 So allgemein zum Teil 3a EEG 2012 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 1; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91.

der Direktvermarktung als zweiten Förderweg (begrifflich) heraus.⁵³³ Sie weist gerade – wie dargestellt – kein eigenes Förderinstrument auf.⁵³⁴ Es handelt sich bei dieser vielmehr um eine reine Verwertungsform⁵³⁵. Der Begriff des zweiten Förderweges passt daher nur auf die geförderte Direktvermarktung.⁵³⁶ Kritisch könnte man die Direktvermarktung demnach auch als bloße ‚Instrumentensammlung‘ begreifen.

b.) Exkurs: Das wirtschaftswissenschaftliche Verständnis vom Direktvermarktungsbegriff

Gleichzeitig sei auch noch kurz auf den Widerspruch der gesetzgeberischen Begriffswahl zum wirtschaftswissenschaftlichen Verständnis des Terminus Direktvermarktung hingewiesen. Insofern wird in der Wirtschaftswissenschaft der Terminus der Direktvermarktung vor allem als Synonym für den Begriff des Direktvertriebs verstanden,⁵³⁷ welcher

533 Vgl. bereits *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33b Rn. 7 zur generellen Bezeichnung der drei Direktvermarktungsformen als „Förderpfade“ (*Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; so ebenfalls *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33b Rn. 1).

534 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 393]; vgl. *Ekdardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33b Rn. 1; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33b Rn. 3 und Rn. 7.

535 Unter dem Terminus der Verwertungsform, sollen demnach die Möglichkeiten zu verstehen sein, wie der Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom nutzen kann. Hiervon sind die ungeforderte Verwertung sowie auch die geförderte Verwertung (der sog. Förderweg) umfasst. Bei Letzterer handelt es sich also um einen Spezialfall der Verwertungsform, vgl. insoweit gerade nochmals *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382].

536 Vgl. insoweit jedoch *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; vgl. bereits zu Recht *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33b Rn. 7 zur allgemeinen Bezeichnung der drei Direktvermarktungsformen als „Förderpfade“ (*Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; so ebenfalls *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33b Rn. 1).

537 Vgl. *Dallmer*, in: Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (Bf – E), S. 717 [„Direct Marketing“]; vgl. *F.A. Brockhaus/wissenmedia*, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Direktmarketing; vgl. ebenda, Direktvertrieb; vgl. *Kaltenbach*, in: Tietz, Handwörterbuch der Absatzwirtschaft, S. 468 [„Direktabsatz“]; vgl. *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Direktmarketing, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Direktmarketing> (zuletzt abgerufen am: 2.2.2012); vgl. *dies.*, Wikipedia, Direktvertrieb, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Direktvermarktung> (zuletzt abgerufen am: 2.2.2012).

den unmittelbaren Absatz von Gütern an die (Letzt-)Verbraucher⁵³⁸ ohne Zuhilfenahme irgendwie gearteter Absatzmittler oder sonstiger Zwischenstufen durch den jeweiligen Hersteller (als Vertriebssystem) bezeichnet.⁵³⁹ Demzufolge müsste der jeweilige Anlagenbetreiber seinen Strom – ohne Hinzuziehen eines Stromhändlers oder Intermediäres –⁵⁴⁰ unmittelbar an die Letztverbraucher veräußern. Unter den Begriff des Dritten im Rahmen des § 33a Abs. 1 EEG 2012 lassen sich jedoch – wie bereits aufgezeigt – gerade nicht nur Letztverbraucher, sondern auch jegliche Zwischenhändler oder gar andere Anlagenbetreiber („Hersteller“) subsumieren.⁵⁴¹ Infolgedessen ist der im Gesetz verwandte Direktvermarktungsbegriff weiter als das vorgenannte wirtschaftswissenschaftliche Verständnis.

Die insoweit vom wirtschaftswissenschaftlichen Verständnis vorausgesetzte alleinige Konstellation des unmittelbaren Absatzes (des Stroms) an Letztverbraucher wird im Rahmen des EEG vielmehr mit dem Institut des Dritt- respektive Direktverbrauchs⁵⁴² erfasst, welches nach § 33a Abs. 2 jedoch ausdrücklich von der Direktvermarktung zu unterscheiden ist (Ausschlussverhältnis).⁵⁴³

538 Der Begriff des Letztverbrauchers ist im Folgenden kein Synonym für den Verbraucherbegriff i.S.d. § 13 BGB und der damit einhergehenden verbraucher-schützenden Bestimmungen; vielmehr ist damit der letzte Abnehmer in der wirtschaftlichen Kette gemeint. Dies ist derjenige, der das Produkt bzw. die Ware (in diesem Fall: Strom) „weder weiterveräußer[t] noch sonst gewerblich verwende[t]“ (*Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L – O), S. 1922 [„Letztverbraucher“]), also „verbraucht“, *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L – O), S. 1922 [„Letztverbraucher“]. Im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes werden – im Einklang mit der allgemeinen wirtschaftlichen Definition – unter Letztverbraucher „[n]atürliche oder juristische Personen, die Energie für den eigenen Verbrauch kaufen“ verstanden, § 3 Nr. 25 EnWG; zum Begriff des Letztverbrauchers im EnWG sei ausführlich verwiesen auf *Salje*, EnWG, § 3 Rn. 190 ff.

539 *F.A. Brockhaus/wissenmedia*, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Direktvertrieb; *Pepels*, Lexikon Vertriebsmanagement, S. 105 [„Direktabsatz“].

540 Zu den Akteuren des Strommarktes siehe nochmals Abschnitt B.VI.3.e.), S. 146 ff.

541 Vgl. insoweit nochmals oben, Abschnitt B.V.2., S. 97 ff.; siehe gerade *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 8, wonach der Drittenbegriff „sowohl Stromhändler als auch Letztverbraucher, Netzbetreiber und Energieversorgungsunternehmen [umfasst]“ (ebenda).

542 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 9.

543 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 9; *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 17; siehe vor allem oben, Abschnitt B.V.3.a.), S. 102 f.

Entscheidend für den Begriff der Direktvermarktung ist für den Gesetzgeber vielmehr, dass nicht nur eine Veräußerung an beinahe jegliche Dritte durch den Anlagenbetreiber erfolgt⁵⁴⁴ und dass der Anlagenbetreiber somit vor allem aus dem System der Mindestvergütung ‚ausbricht‘⁵⁴⁵. Sonach steht die Begriffswahl des Gesetzgebers letztlich im Widerspruch zum wirtschaftswissenschaftlichen Verständnis und kann daher als insgesamt unzutreffend respektive unpräzise bezeichnet werden.

c.) Gesamtüberblick über die Förder- und Verwertungsformen des EEG 2012

Mit der Direktvermarktung kommt es letzten Endes zu einer Vervielfachung der Förder- wie auch Verwertungswege. Der Gesetzgeber stellt dem Anlagenbetreiber im Rahmen des EEG 2012 im Schwerpunkt insgesamt vier Wege zur Verwertung (Nutzung) seines Stroms zur Verfügung, die im Folgenden nochmals zusammenfassend aufgelistet werden sollen:⁵⁴⁶

1. Mindestvergütungsförderung nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 (inklusive Abnahmepflicht)
2. Geförderte Direktvermarktung („zweiter Förderweg“)
 - a. Marktpremiierte Direktvermarktung, §§ 33a, 33b Nr. 1, 33g EEG 2012
 - b. Grünstromprivilegierte Direktvermarktung, §§ 33a, 33b Nr. 2, 39 EEG 2012
3. Sonstige Direktvermarktung, §§ 33a, 33b Nr. 3 EEG 2012
4. Eigenverbrauch und Drittverbrauch, § 16 Abs. 3 EEG 2012

544 Vgl. dazu insgesamt nochmals oben, Abschnitt B.V.2., S. 97 ff.

545 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

546 Vgl. demgegenüber *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 11, welche in diesem Kontext zwar eine vierfache Aufteilung vollziehen. Insoweit wird bei der neuen Ausgestaltung jedoch auf „eine Trennung der Vermarktungsmodelle [...] in vier Vermarktungsformen“ (ebenda) abgestellt, wobei als „Vermarktungsmodelle“ (ebenda) allein die Einspeisevergütung und die drei Direktvermarktungsformen nach § 33b Nr. 1 bis 3 eingeordnet werden. (Siehe ebenda) Da insofern eine Einteilung in „Vermarktungsmodelle“ (ebenda) erfolgt, werden der Eigen- und Drittverbrauch (folgerichtig) als Ausnahmen eingeordnet. (Siehe ebenda). Es ergibt sich letztlich eine abweichende Aufteilung.

Sonach bestätigt sich nochmals die Vervielfachung der Förder- und Verwertungswege (Pluralismus der Förder- wie auch Verwertungswege) durch den Ausbau der Direktvermarktung deutlich.

VI. Einführung in den Strommarkt – das Integrationsziel
gesetzgeberischer Maßnahmen

Die Marktintegration der erneuerbaren Energien ist das ausschlaggebende Telos, welches der gesamten EEG-Novelle und vor allem der Neufassung der Direktvermarktung zugrunde liegt.⁵⁴⁷ Der Terminus der Marktintegration setzt sich dabei auf der Wortlautebene aus zwei Wortlautfeldern zusammen: Zum einen aus dem Wort- und Themenfeld des ‚Marktes‘, zum anderen aus dem Wort- und Themenfeld der ‚Integration‘. Bevor der Kernbegriff der ‚Marktintegration der erneuerbaren Energien‘ im Nachfolgenden überhaupt näher erläutert werden kann, ist zunächst eine Einführung in den Strommarkt respektive Stromhandel erforderlich. Mit der nachfolgenden Betrachtung des Strommarktes wird somit das generelle ‚Integrationsziel‘ dargestellt – also wohinein die jeweiligen Anlagenbetreiber (‚Integranden‘) integriert werden sollen.

1. Der allgemeine Begriff und die Funktionen des Marktes

Um den Strommarkt erschließen zu können, ist zunächst herauszustellen, was überhaupt unter dem Terminus ‚Markt‘ per se zu verstehen ist und welche Funktionen diesem innewohnen.

Allgemein wird unter dem Begriff Markt ein konkreter Raum oder Ort verstanden, an welchem mehrere Subjekte zum Zwecke des Verkaufs (Verkäufer / Anbieter) und Kaufs (Käufer / Nachfrager) von Gütern zusammentreffen.⁵⁴⁸ Im Rahmen eines derartigen Verständnisses wird insoweit inhaltlich unpräzise unter anderem die persönliche Anwesenheit und Zusammenkunft der jeweiligen Akteure an einem bestimmten Punkt vorausgesetzt, was jedoch gerade im Rahmen jeglichen elektronischen

547 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 ff. [insb. S. 91]; Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 85.

548 Fischbach / Wollenberg, Volkswirtschaftslehre I, S. 317; Freiling / Reckenfelder-bäumer, Markt und Unternehmung, S. 91.

Handels (E-Commerce) respektive Großhandels gerade nicht erforderlich ist.⁵⁴⁹ Im Rahmen der Volkswirtschaft wird der Marktbegriff dahingegen abstrakt als „die gedankliche Zusammenfassung aller Kauf- und Verkaufsvorgänge eines bestimmten Gutes [verstanden]“^{550, 551}

549 Siehe *Freiling / Reckenfelderbäumer*, Markt und Unternehmung, S. 91; *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 317.

550 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 318.

551 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 318. Insoweit sei anzumerken, dass der Begriff des Marktes ebenso in rechtswissenschaftlichen Zusammenhängen Anwendung findet, jedoch dort nicht unmittelbar definiert wird, sondern vielmehr wertend bestimmt (eingegrenzt) wird: So ist der Marktbegriff im Kartellrecht auf nationaler Rechtsebene unter anderem im Rahmen vom § 19 und § 25 GWB anzutreffen, im Europarecht im Rahmen des Art. 102 AEUV, zum Kartellrecht sei ausführlich verwiesen auf *Wiedemann*, in: *Wiedemann*, Handbuch des Kartellrechts, § 2 Rn. 1 ff. [insb. Rn. 8 ff.] sowie § 3 Rn. 1 ff. [insb. Rn. 11 ff.]. Zur Ermittlung dieser marktbeherrschenden Stellung wird auf den Begriff des relevanten Marktes zurückgegriffen, der sich wiederum grundsätzlich in den sachlichen und räumlich relevanten Markt unterteilt wird, siehe *de Bronett*, in: *Wiedemann*, Handbuch des Kartellrechts, § 22 Rn. 11; *Emmerich*, Kartellrecht, § 9 Rn. 8 und § 27 Rn. 11 ff.; *Kling / Thomas*, Kartellrecht, § 5 Rn. 11 ff., § 14 Rn. 39 ff. und § 18 Rn. 25; *Lücke*, in: *Langen / Bunte*, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, § 29 Rn. 10; *Wiedemann*, in: *Wiedemann*, Handbuch des Kartellrechts, § 23 Rn. 2 ff. Dabei wird im Rahmen des § 19 GWB die sachliche Relevanz durch das sog. Bedarfsmarkt- beziehungsweise Substitutionskonzept ermittelt, wobei das entscheidende Merkmal die Austauschbarkeit der Produkte darstellt – bestimmt aus Sicht der Marktgegenseite, *Kling / Thomas*, Kartellrecht, § 5 Rn. 12, § 14 Rn. 35 und § 18 Rn. 25. Hiernach müssen die Güter, die zu einem Markt zählen, miteinander in einem Wettbewerbsverhältnis stehen und sich infolgedessen beim Absatz beziehungsweise der Nachfrage gegenseitig beeinflussen (können) – sie müssen sonach eine echte Alternativwahl darstellen, *Emmerich*, Kartellrecht, § 27 Rn. 13, dort im Folgenden ausführlich dazu. Der ‚Markt‘ liegt in diesem Zusammenhang also nur vor, wenn „die betreffende Ware oder Leistung zumindest von einem Unternehmer allgemein entgeltlich angeboten oder – bei Nachfragemärkten – nachgefragt wird“ (*Wiedemann*, in: *Wiedemann*, Handbuch des Kartellrechts, § 23 Rn. 7). Bei der Frage nach dem räumlich relevanten Markt gilt es dahingegen zu beantworten, auf welchem Gebiet die (substituierbaren) sachlich relevanten Handelsprodukte vertrieben werden und ob sie infolgedessen dort miteinander konkurrieren, *Emmerich*, Kartellrecht, § 27 Rn. 24; *Kling / Thomas*, Kartellrecht, § 5 Rn. 21. Dabei müssen homogene Wettbewerbsbedingungen im Gebiet vorliegen, wobei erneut auf die Austauschbarkeit aus Perspektive der Marktgegenseite abzustellen ist, *Kling / Thomas*, Kartellrecht, § 5 Rn. 23.

Funktion des jeweiligen Marktes ist insofern, „den heute vielfältigen Leistungsaustausch möglichst optimal vorzunehmen“⁵⁵².⁵⁵³ Unter anderem soll der Markt hierfür die Preisfindung ermöglichen (sog. „Preisfindungsfunktion“⁵⁵⁴), Anbieter und Nachfrager zusammenbringen (sog. „Vergesellschaftungsfunktion“⁵⁵⁵) und sie zu einem „rationalen ökonomischen Handeln“⁵⁵⁶ bewegen (sog. „Disziplinierungsfunktion“⁵⁵⁷).⁵⁵⁸ Außerdem soll sogleich die Koordinierung des Marktes erreicht werden, sodass die einzelnen Marktteilnehmer ihr eigenes Verhalten am Markt (Angebot, Nachfrage, Planung etc.) abstimmen können (sog. „Koordinierungsfunktion“⁵⁵⁹).⁵⁶⁰ Dabei werden diese Funktionsmerkmale nur bei einem optimalen (und damit wohl theoretischen) Markt vollständig erfüllt.⁵⁶¹ Sie sind im Umkehrschluss also keine zwingende Voraussetzung für das Bestehen eines Marktes.

2. ‚Strom‘ als Handelsgut – entscheidende Merkmale und Besonderheiten

Ausgehend von den einzelnen ‚Tatbestandsmerkmalen‘ der dargelegten Marktbegriffsdefinition kann nun eine Einführung in den Strommarkt erfolgen. Die Betrachtung beginnt dabei mit dem Handelsgut als eines der elementaren Tatbestandsmerkmale eines jeden Marktes.⁵⁶² Im Nachfolgenden sind daher dessen grundlegenden Eigenschaften und Spezifika zu erläutern.

552 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S.318, auf die kursiven Hervorhebungen im Original wurde und wird insoweit auch im Folgenden verzichtet.

553 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 318.

554 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 318 f.

555 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

556 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

557 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

558 Siehe *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

559 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

560 Siehe *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

561 Siehe *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

562 Vgl. *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L – O), S. 2017 [„Markt“].

a.) Strom als „absolut austauschbares Produkt“⁵⁶³ ohne generelle Qualitätsunterschiede

Das Erzeugnis von Erneuerbare-Energien-Anlagen wie auch fossilen Erzeugungsanlagen ist lediglich ‚Strom‘ beziehungsweise elektrische Energie.⁵⁶⁴ Dieser produzierte Strom ist somit das entscheidende Handelsgut, was es (seitens der Anlagenbetreiber) abzusetzen gilt. Betrachtet man dabei die allgemeinen Eigenschaften von ‚Strom‘, lassen sich mehrere Besonderheiten feststellen: Als Erstes ist darzulegen, dass Strom als Handelsgut keinen Qualitätsunterschieden unterworfen ist.⁵⁶⁵ Es handelt sich um „ein absolut austauschbares Produkt“⁵⁶⁶, was also „Fungibilität“⁵⁶⁷ aufweist.⁵⁶⁸ Gleichzeitig besteht völlige Homogenität.⁵⁶⁹ Jede Arbeitseinheit ‚Strom‘ (gemessen und gehandelt in Megawattstunden – MWh⁵⁷⁰) ist vollkommen unterschiedslos und einheitlich.⁵⁷¹ Die insoweit gegebene Standardisierung ist eine der Grundvoraussetzungen für

563 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 33.

564 Zu den einzelnen Arten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und den jeweiligen technischen Vorgängen im Rahmen der Erzeugung sei ausführlich verwiesen auf *Quaschnig*, Erneuerbare Energien und Klimaschutz, S. 104 f. und S. 122 ff.; derartige Ausführungen finden sich ebenfalls bei *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 3 Rn. 40 ff.; *Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 3 Rn. 51 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 3 Rn. 4 ff.

565 *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 16; lediglich die „Qualität der Stromversorgung“ (*Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 33) kann insofern Unterschieden unterworfen sein, vgl. ebenda. Diese wird primär „durch die Stetigkeit von Frequenz und Spannung beim Verbraucher“ (ebenda) – und somit im Stromnetz – beeinflusst, deren Beibehaltung Aufgabe des jeweiligen Netzbetreibers ist, siehe ebenda.

566 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 33.

567 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34.

568 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 33 f.; ebenso *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 46.

569 Siehe *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 46.

570 Vgl. *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel Rn. 33; vgl. ebenfalls exemplarisch *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen, abrufbar unter: <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich> (zuletzt abgerufen am: 9.11.2011).

571 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 33; *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Rn. 16.

die ‚elektrische Energie‘ als Handelsgut,⁵⁷² insbesondere im börslichen Handel am Spot- und Terminmarkt^{573, 574}

Demnach lässt sich auch kein physikalischer Unterschied zwischen dem aus erneuerbaren Energien und aus regulären, fossilen Energieträgern erzeugten ‚Strom‘ attestieren. Lediglich bezogen auf die Spannungsebene können Unterschiede vorherrschen, was jedoch nicht zwingend mit der Eigenschaft als Grün-⁵⁷⁵ oder Graustrom⁵⁷⁶ verknüpft ist, sondern vielmehr von den technischen Eigenschaften der Erzeugungsanlage abhängt.⁵⁷⁷ So kann der Anschluss von Photovoltaikanlagen regelmäßig an das Netz der Niederspannung erfolgen, wohingegen Windenergiean-

572 *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Rn. 16; siehe *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 33.

573 Zu den einzelnen Handelsplätzen siehe anschließend Abschnitt B.VI.3.c.), S. 131 ff.

574 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 33.

575 Unter dem Terminus Grünstrom ist hier und im Folgenden der Strom zu verstehen, der grundsätzlich nach (§ 3 Nr. 3 EEG 2012 i.V.m.) den §§ 23 bis 33 EEG 2012 als vergütungsfähig einzustufen ist und somit auch als EEG-Strom zu bezeichnen ist, vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 21, die insofern von „Strom aus EEG-Anlagen“ (ebenda) sprechen.

576 Als Graustrom ist vorliegend vor allem derjenige Strom zu verstehen, der mittels fossiler Brennstoffe respektive keinen erneuerbaren Energien i.S.d. § 3 Nr. 3 EEG 2012 erzeugt wird und damit auch nicht gesondert nach dem EEG vergütungsfähig ist, vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 21. Allgemein wird unter dem Begriff Graustrom dahingegen derjenige „Strom [verstanden], dessen Herkunft nicht bekannt ist bzw. dessen Erzeugung man keinen bestimmten Arten der Energiegewinnung zuordnen kann“ (*Bürgel*, oekostrom-anbieter.info, Graustrom, abrufbar unter: <http://www.oekostrom-anbieter.info/oekostrom/graustrom.html> (zuletzt abgerufen am: 10.3.2014)), sog. „Strom ohne bestimmter kommerzialisierbare Herkunft“ (*Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 21), der dabei häufig „aus Kohle- oder Atomkraftwerken stammt“ (*Bürgel*, oekostrom-anbieter.info, Graustrom), *Bürgel*, oekostrom-anbieter.info, Graustrom sowie *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Graustrom, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Graustrom> (zuletzt abgerufen am: 10.3.2014).

577 Vgl. *Cosack*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 5 Rn. 34; zu den allgemeinen Eigenheiten und Eigenschaften der Erzeugungsanlagen (und deren Auswirkungen auf die Marktfähigkeit) sei verwiesen auf Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

lagen „eine Verbindung auf der Mittelspannungsebene, wenn nicht sogar (bei größeren Windparks) auf der Hochspannungsebene benötigen“^{578, 579}

Auf Grund der bestehenden Homogenität ist es „für den durchschnittlichen Marktteilnehmer“⁵⁸⁰ letztlich ohne Belang, von welcher Art der Energieerzeugung – sei es erneuerbare oder fossile Stromerzeugung – der Strom herrührt.⁵⁸¹ Es scheint demzufolge hinfällig, zwischen ‚grauem‘ und ‚grünem‘ Strom zu differenzieren.⁵⁸²

b.) Leitungsgebundenheit und grundsätzliche Nichtspeicherbarkeit von Strom

Neben den vorgenannten Eigenschaften zeichnet sich das Produkt ‚Strom‘ durch „weitere Besonderheit[en]“⁵⁸³ aus.⁵⁸⁴ Einerseits besteht Leitungsgebundenheit.⁵⁸⁵ Das heißt: Strom kann nur innerhalb eines Stromnetzes (mittels Stromleitungen) transportiert werden.⁵⁸⁶ Andererseits ist Strom darüber hinaus bis dato auch grundsätzlich nicht beziehungsweise allerhöchstens nur stark begrenzt speicherbar.⁵⁸⁷ Jegliche Form der

578 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 5 Rn. 34.

579 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 5 Rn. 34.

580 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 46.

581 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 46 f.

582 Etwas anderes kann sich jedoch bezüglich der Produktionsmenge und vor allem des jeweiligen Produktionsverhaltens der einzelnen Erzeugungsanlage ergeben, vgl. insoweit Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

583 *Theobald*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 1 Rn. 2; ebenso spricht *Barth*, Strombörse und Energierecht, RdE 2000, S. 139 [S. 139] von „einigen Besonderheiten“ (ebenda).

584 Siehe *Barth*, RdE 2000, S. 139 [S. 139]; *Theobald*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 1 Rn. 2.

585 *Barth*, RdE 2000, S. 139 [S. 139]; *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 20.

586 *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 20; *Theobald*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 1 Rn. 2; so zudem *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 39.

587 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 38; *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34; *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 20; ebenso letztlich

Speicherung verlangt insoweit die „Umwandlung in eine andere Energieform“⁵⁸⁸ (Nichtspeicherbarkeit im rein originären Zustand).⁵⁸⁹

Dies hat – vor allem im Zusammenhang mit der mehr als deutschland- und europaweiten Vernetzung – auch weitgehende Auswirkungen. Denn die Nachfrage – und damit Entnahme von Strom aus dem Netz – findet bei regulären, kleineren Verbrauchern anders als bei bestimmten und flexibleren (industriellen) Großverbrauchern nicht nach der jeweils aktuellen Angebots- und Preislage am Markt statt, sondern vielmehr nach den eigenen persönlichen Verbrauchsbedürfnissen.⁵⁹⁰ Aus Gründen der Netzstabilität ist es daher grundsätzlich erforderlich, dass zeitgleich mit der Entnahme von Strom aus dem elektrischen Netz und dem damit einhergehendem Verbrauch wiederum ‚neuer‘ Strom erzeugt und in das Netz eingespeist wird und werden muss.⁵⁹¹ Bei dem Betrieb von Netzen ist die (unter)tägliche wie auch saisonal⁵⁹² schwankende Nachfrage und Entnahme von Strom folglich zu berücksichtigen.⁵⁹³

Dieser unterschiedliche Stromverbrauch respektive die schwankende Nachfrage haben zugleich (gewisse) Auswirkungen auf die Preisbildung von Strom und den damit verbundenen Handel, insbesondere damit auch auf die Erzeugung.⁵⁹⁴ Denn auf Grund der mangelnden Speicherbarkeit kann es nicht zu einem sog. „Preisglättungseffekt“⁵⁹⁵ kommen, der durch entsprechende Vorhaltung des Handelsgutes sonst erreicht werden

Barth, RdE 2000, S. 139 [S. 139], der insoweit von „Nichtlagerfähigkeit“ (ebenda) spricht.

588 Theobald, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 1 Rn. 2.

589 Theobald, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 1 Rn. 2.

590 Frank, Preisbildung von Strom-Forwards, S. 9.

591 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 39; Niedrig, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34; Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 20; siehe zudem Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 3.

592 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 39.

593 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 39; Niedrig, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34.

594 Vgl. BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 39; Niedrig, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34; Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 101; zur Preisbildung siehe Abschnitt B.VI.3.d.), S. 143 ff.

595 Niedrig, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34.

könnte.⁵⁹⁶ Demgemäß führen diese stetig wechselnden (Rahmen-) Bedingungen (von Einspeisung und Verbrauch) tagtäglich und selbst innerhalb beziehungsweise zwischen kurzen „Zeitintervalle[n]“⁵⁹⁷ zu erheblichen Preisschwankungen.⁵⁹⁸ Insgesamt „[müssen] sich [folglich] Angebot und Nachfrage zu jeder Zeit [optimalerweise] exakt entsprechen“⁵⁹⁹.

3. Handelsplattformen – der ‚Ort‘ des Stromhandels

Im Vorhinein ist deutlich geworden, dass Strom als Handelsgut unabhängig von seiner Erzeugungsart respektive Herkunft kein klassisches körperliches Gut ist, was wie ‚einfache‘ Waren (z.B. Nahrungsmittel auf einem Wochenmarkt) gehandelt werden kann. Des Weiteren ist zu erläutern, wo und in welcher Form Strom gehandelt werden kann. Es muss also untersucht werden, welche Handelsplattformen insbesondere einem Anbieter (z.B. einem Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber) zum Absatz seiner erzeugten und zu erzeugenden Strommengen zur Verfügung stehen und wie, vor allem in welcher (Produkt-)Form, ‚Strom‘ dort gehandelt wird.

596 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34.

597 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34.

598 *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34.

599 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 39.

a.) Ein- und Unterteilung des „Stromsektor[s]“⁶⁰⁰

aa.) Aufgliederung des „Stromsektor[s]“⁶⁰¹ und Einteilung des Absatzmarktes

Bevor im Nachfolgenden auf die einzelnen Handelsplattformen im Detail eingegangen wird, ist zunächst einführend die generelle Ausgestaltung der „Stromwirtschaft“⁶⁰² zu betrachten. Allgemein lässt sich der „Stromsektor“⁶⁰³ nämlich in mehrere Bereiche unterteilen.⁶⁰⁴ Der Bereich des Verkaufs oder der Lieferung von Strom, der Bereich des Transportwesens (Stromtransport mittels dafür vorgesehener Netze) und der Bereich Dienstleistung für Netzerhalt und Netzbetrieb.⁶⁰⁵ Hierbei kann für den jeweiligen Anlagenbetreiber als Energieerzeuger primär nur der Markt des Verkaufs oder Lieferung von Strom entscheidend sein.⁶⁰⁶

600 *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 48; *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

601 *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 48; *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

602 *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 48.

603 *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 48; *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

604 Siehe *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 48.

605 *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 48.

606 Vgl. *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 51 ff.

Beim ‚Absatz‘ von Strom beziehungsweise „Stromsektor“⁶⁰⁷ lassen sich wiederum drei grundlegende „Wertschöpfungsstufen“⁶⁰⁸ unterscheiden.⁶⁰⁹ Diese spiegeln dabei insgesamt die Lieferung von Strom ausgehend „von der Erzeugung bis zum Letztverbraucher“⁶¹⁰ wider.⁶¹¹ Die erste Stufe bilden dabei die Stromerzeugung und der damit einhergehende Erstabsatzmarkt von Strom, die sog. Erzeugerstufe.⁶¹² Auf dieser Stufe sind sowohl Stromerzeuger (im eigentlichen Sinne) als auch Stromimporteure anzutreffen.⁶¹³ Stromgroßhändler selbst sind hingegen dieser Stufe nicht zuzuschreiben.⁶¹⁴ Der Erstabsatzmarkt ist derzeit bundesweit, nicht aber europaweit aufgestellt.⁶¹⁵

607 *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 48; *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

608 *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

609 *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14; insoweit wird die kartellrechtliche Marktabgrenzung des BKartA und der deutschen Rechtsprechung zugrunde gelegt, siehe dazu *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 49 ff.

610 *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

611 *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

612 *Braun*, in: Langen / Bunte, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Anhang zum Fünften Abschnitt, Sonderbereich Energiewirtschaft, Rn. 51; *Glaeve / Judith*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

613 *Säcker*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 11.

614 *Säcker*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 11.

615 *Säcker*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 11, dort auch mit weiteren Ausführungen und Verweisen.

Die zweite Stufe wird als sog. „Verteilungs- oder Distributionsstufe“⁶¹⁶ bezeichnet.⁶¹⁷ Dieser Stufe sind sämtliche unternehmerischen Händler, Verkäufer oder diejenigen Käufer von Strom zuzuordnen, die diesen nicht zum Eigenverbrauch⁶¹⁸ einkaufen.⁶¹⁹ Die dieser Stufe zuzuordnenden Akteure dürfen demnach nicht auf dem Erstabsatzmarkt handeln und müssen zudem eine Gewinnerzielungsabsicht durch die getätigten / zu tätigen Handelstransaktionen aufweisen.⁶²⁰

Auf der dritten und insoweit letzten Stufe ist der Letztverbrauchermarkt beziehungsweise auch „Endabnehmermarkt“⁶²¹ angesiedelt.⁶²² Hierbei handelt es sich um einen Markt, der jegliche Letztverbraucher – vom Groß- bis zum Haushaltskunden – umfasst.⁶²³ Es geht letztlich um das Beziehen von Strom für den Eigenverbrauch.⁶²⁴ Hierbei kann insoweit zwischen Endkunden mit („sog. RLM-Kunden“⁶²⁵) und ohne registrierte Leistungsmessung („SLP-Kunden“⁶²⁶, Haushaltskunden mit Standardlastprofil) unterschieden werden.⁶²⁷

616 *Säcker*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 12.

617 Siehe *Glaeve / Judith*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14; *Säcker*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 12.

618 Insoweit ist nicht der Eigenverbrauch i.S.d. EEG gemeint, sondern der generell Verbrauch des Stroms durch den Käufer selbst.

619 *Glaeve / Judith*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

620 *Säcker*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 12.

621 *Säcker*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 13.

622 *Säcker*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 13.

623 *Säcker*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 13.

624 *Glaeve / Judith*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

625 *Glaeve / Judith*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

626 *Glaeve / Judith*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14.

627 Siehe *Glaeve / Judith*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht (69. EL), Band 2, II. B.1. Missbrauchsaufsicht in der Energiewirtschaft, Rn. 14; *Säcker*, in: *Säcker*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, § 19 GWB Rn. 13.

bb.) Schlussfolgerungen für den Anlagenbetreiber als Anbieter und Erzeuger – Stufenzuordnung

Möchte ein (fossiler oder) Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber seinen erzeugten Strom veräußern, kann er auf der ersten Stufe auf dem Erzeuger- und Erstabsatzmarkt seine Ware ‚Strom‘ anbieten. Es besteht dabei die Möglichkeit, dass er seinen Strom entweder selbst oder durch einen Stellvertreter (Dienstleister) an einer Strombörse anbietet oder ihn zuvor an einen Stromhändler verkauft, der mit diesem dann selbst wiederum handelt.⁶²⁸ Zudem könnte er auch eigenständig Lieferverträge mit Endkunden schließen und seinen Strom ‚direkt‘ an den Letztverbraucher veräußern (‚Direktvermarktung im wirtschaftswissenschaftlichen Sinne‘ / ‚Direktlieferung‘).⁶²⁹ Folglich könnte man den jeweiligen Anlagenbetreiber mehreren Stufen zuordnen. Da jedoch ein großer Teil jeglichen Handels von Strom (allgemein) am Großhandelsmarkt stattfindet,⁶³⁰ soll der Fokus der nachfolgenden Betrachtung auf dem Erzeuger- und Erstabsatzmarkt (Großhandelsmarkt) liegen.

b.) Grundsätzlich rein physischer Handel durch den Anlagenbetreiber

Betrachtet man den Handel mit der Ware ‚Strom‘ weitergehend im genannten Zusammenhang des Energiehandels, so gilt es grundsätzlich zwei Handlungsformen und -möglichkeiten zu unterscheiden:⁶³¹ Einerseits den ‚physischen Handel‘, der die tatsächliche (Lieferung der) Ware ‚Strom‘ zum Gegenstand hat, andererseits den ‚finanziellen Handel‘, der

628 Siehe dazu vor allem auch Abschnitt E.II.1.b.)bb.), S. 423 ff., wo letztlich praktische Formen des Stromhandels – wenn auch unter Geltung des Direktvermarktungssystems – dargelegt werden.

629 Siehe insoweit auch nochmals Abschnitt B.V.3.a.), S. 102 f., wo die allgemeine Möglichkeit des Dritt- respektive Direktverbrauchs im Rahmen des EEG-Mechanismus von der Direktvermarktung abgegrenzt wird.

630 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48; *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 669; vgl. ebenfalls *Barth*, RDE 2000, S. 139 [S. 140].

631 Vgl. *de Wyl / Essig*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 38.

allein „finanziellen Ausgleich“⁶³² bezwecken soll und infolgedessen keine Stromlieferung, sondern lediglich in der Zukunft zu erfüllende Zahlungsverpflichtung („finanzielle Leistung“) zum Vertragsinhalt hat.⁶³³ Für einen Anlagenbetreiber ist hierbei lediglich der physische, tatsächliche Stromhandel von Bedeutung, da er seinen produzierten Strom am „Markt“ absetzen möchte.

c.) „Handelsplätze“ des physischen Handels

Der physische Handel und Absatz von Strom kann auf zwei Wegen durchgeführt werden.⁶³⁴ Einerseits kann der physische Handel von Strom börslich stattfinden, also an der Strombörse.⁶³⁵ Andererseits besteht auch die Möglichkeit des Stromhandels „auf direktem Wege“⁶³⁶ am OTC-Markt (Over-The-Counter, bilateraler und außerbörslicher Handel)^{637, 638}.

aa.) Börsliche Handelsplätze und -produkte

Unter einer „Börse“ versteht man insoweit qua Definition eine „allgemeine Marktveranstaltung, die hinsichtlich des Ortes, der Zeit, der Marktteilnehmer und des Ablaufes genau geregelt ist“⁶³⁹. Die Strombörse lässt sich

632 *De Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 11 Rn. 39.

633 *De Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 11 Rn. 38 f.; *Fried*, in: *Schwintowski*, *Energiehandel*, Rn. 267.

634 Vgl. *de Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 11 Rn. 38; *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 17 unterscheidet zwischen bilateralen, börslichen und außerbörslichen Handel, insoweit ergeben sich drei hauptsächliche Absatzmöglichkeiten.

635 *De Wyl / Essig* in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 11 Rn. 38; *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 33 f.

636 *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 33.

637 *Schwintowski*, *Energiehandel*, Glossar, „Over-the-Counter (OTC)“.

638 *De Wyl / Essig* in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 11 Rn. 33.

639 *Pilgram*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 630.

dabei in einzelne Handelsplätze und die dort vertriebenen Produkte unterteilen.⁶⁴⁰ Einerseits gibt es den ‚Spotmarkt‘,⁶⁴¹ andererseits gibt es einen sog. ‚Terminmarkt‘.⁶⁴² Bei diesem kommt noch die Möglichkeit des Handels von ‚Futures‘ und ‚Optionen‘ hinzu.⁶⁴³ Die entscheidende Strombörse für Handelsteilnehmer hierzulande, für Stromprodukte jeglicher Art und für den deutschen Raum ist die EEX mit ihren verschiedenen Handelsplattformen (insb. EPEX-Spot) und Produkten.⁶⁴⁴

(1) Day-Ahead-Handel

Am Spotmarkt findet dabei der kurzfristige und physische Handel statt.⁶⁴⁵ Hier wird der Strom (vor allem) als sog. Day-Ahead-Produkt gehandelt.⁶⁴⁶ Es geht insoweit um die Beschaffung beziehungsweise Lieferung einer bestimmten Strommenge für den nächsten, unmittelbar folgenden Tag.⁶⁴⁷ Spotprodukte dienen primär dazu, Abweichungen von prognostizierten Verbrauch (Stromentnahmen) auszugleichen, sowie Verpflichtungen aus abgeschlossenen Termingeschäften zu decken.⁶⁴⁸

640 Vgl. *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 34 ff.; vgl. ebenso *Pilgram*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 630 und Rn. 660.

641 Siehe *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 34.

642 Siehe *Pilgram*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 676; *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 36.

643 *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 150 f.; siehe zudem *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 37.

644 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48 f. und S. 49 Fn. 33.

645 *Pilgram*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 630; *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Tätigkeitsbericht 2009, S. 2, abrufbar unter: http://static.epexspot.com/document/9436/Activity_Report_2009-DE.pdf (zuletzt abgerufen am: 7.11.2011).

646 Vgl. *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 34.

647 *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 34.

648 *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 138.

Der Day-Ahead-Markt ist insofern als Auktionshandel ausgestaltet,⁶⁴⁹ an dem 24-Stunden-Kontrakte alltäglich sowie ganzjährig gehandelt werden.⁶⁵⁰ Orderbuchschluss ist beim Auktionshandel 12.00 Uhr MEZ,⁶⁵¹ was bedeutet, dass die jeweilige Stromlieferung für den Folgetag bis 12 Uhr des vorhergehenden Tages geordert werden muss. Auf dem Day-Ahead-Markt kann der Strom in Form von Einzelstunden oder en Bloc (sog. „Blockprodukte“⁶⁵², also mehrere Einzelstunden zusammengefasst zu einem „Zeitfenster“⁶⁵³) geordert werden.⁶⁵⁴ Bei den gehandelten, standardisierten Blockprodukten kann zwischen verschiedensten Blöcken mit unterschiedlichen Zeitfenstern differenziert werden.⁶⁵⁵ Als bedeutend sind dabei Baseload- (24 Stunden des jeweiligen Tages, also 0 bis 24

649 Vgl. *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 4, abrufbar unter: http://www.bwe-seminare.de/sites/default/files/ft_11-06-01__04.vortrag_direktvermarktung__wolfram_vogel.zip (zuletzt abgerufen am: 13.10.2011); *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.

650 Siehe *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 4, abrufbar unter: http://www.bwe-seminare.de/sites/default/files/ft_11-06-01__04.vortrag_direktvermarktung__wolfram_vogel.zip (zuletzt abgerufen am: 13.10.2011); vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.

651 Siehe *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 7; vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.

652 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 668; eine Übersicht von den im Auktionshandel an der EPEX SPOT gehandelten „Standardisierten Blockgebote“ findet sich bei *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.

653 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 668.

654 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 661 und Rn. 668.

655 Vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen, dort auch mit ausführlicher Aufzählung der einzelnen Blockprodukte.

Uhr)⁶⁵⁶ und Peakload-Produkte (von 8 bis 20 Uhr am jeweiligen Tag)⁶⁵⁷ zu nennen, also letztlich Grund- und Spitzenlast(lieferung).⁶⁵⁸

Als Besonderheit gilt es in diesem Zusammenhang anzumerken, dass der gesamte Handel vollständig anonymisiert stattfindet, wodurch kein Unternehmen gezwungen ist, etwaige Angebote und Kontrakte offenzulegen.⁶⁵⁹ Zum Day-Ahead-Handel an der EPEX SPOT SE sei noch abschließend angemerkt, dass der dort stattfindende Handel für den hiesigen Raum insgesamt gesehen nur einen verhältnismäßig geringen Anteil ausmacht, der am Spotmarkt jeweils erzielte Preis aber danach gleichzeitig als Referenzmarktwert für Strom am gesamten inländischen ‚Markt‘ herangezogen wird.⁶⁶⁰

(2) Intraday-Handel

Der Intraday-Markt beziehungsweise das Intraday-Stromprodukt werden ebenfalls an der EPEX SPOT gehandelt.⁶⁶¹ Im Rahmen hiervon ist zugleich grenzüberschreitender Handel (mit dem französischen Intraday-Handel) möglich.⁶⁶² Qua Definition ist mit dem Terminus ‚Intraday‘ der ‚Markt‘ (und damit ebenfalls die damit einhergehenden Handelsprodukte)

656 Riechmann / Brunner, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 16; Schwintowski, Energiehandel, Glossar, ‚Base‘; vgl. zudem *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.

657 Riechmann / Brunner, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 16; Schwintowski, Energiehandel, Glossar, ‚Peak‘; vgl. ebenso *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.

658 Vgl. Niedrig, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 37; Riechmann / Brunner, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 16.

659 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Fn. 103.

660 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

661 Vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen, <http://www.epexspot.com/de/produkte/intraday-handel/deutschland> (zuletzt abgerufen am: 9.11.2011).

662 Vogel, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 10.

gemeint, der „nach Schließen des Day-Ahead-Marktes beginnt“⁶⁶³.⁶⁶⁴ Es wird demnach den einzelnen Marktteilnehmern ermöglicht, bis kurz vor der Lieferung zu handeln (45 Minuten im Voraus).⁶⁶⁵ Der Intraday-Handel (oder „Hour-Ahead-Markt“⁶⁶⁶) ist sog. untertägiger Handel, der vor allem zur Ausfalldeckung von (einzelnen) Energieerzeugungsanlagen dient.⁶⁶⁷ Er stellt damit einhergehend die letzte Möglichkeit zur etwaigen Profiloptimierung und zum Ausgleich von Schwankungen innerhalb kurzer Zeit dar.⁶⁶⁸ Gleichmaßen wie beim Day-Ahead-Handel ist es möglich, Intraday-Produkte als Stunden- oder Blockkontrakte zu traden.⁶⁶⁹ Auch gilt es zwischen Baseload- und Peak-Produkt zu unterscheiden.⁶⁷⁰ Der Handel am Intraday-Markt findet durchgehend statt (24 Stunden pro Tag, sieben Tage die Woche).⁶⁷¹

(3) Termingeschäfte

Termingeschäfte hingegen betreffen den Handel von bestimmten und im Umfang, Preis und Zeitraum im Vorhinein genau festgelegten Liefermengen Strom, die erst in der Zukunft zu einem bestimmten Termin zu erfüllen (= zu liefern) sind.⁶⁷² Der Voraus-Zeitraum kann allgemein Wochen, Monaten und auch sogar Jahre betragen.⁶⁷³ Insoweit soll und kann eine langfristige, zudem sichere Versorgung für die Zukunft gewähr-

663 *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 10.

664 *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 10.

665 Vgl. *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 10, ebenso Folie 4; *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen.

666 *De Wyl / Essig*, *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 11 Rn. 35.

667 *De Wyl / Essig*, *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 11 Rn. 35.

668 *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 10.

669 Vgl. *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 4.

670 Vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen.

671 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen.

672 *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 137; siehe zudem *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 36.

673 *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 137.

leistet werden.⁶⁷⁴ Damit einhergehend können ebenso Preisrisiken minimiert und sogar (risikobehaftet) spekuliert werden.⁶⁷⁵ Bei den „Terminprodukten“⁶⁷⁶ kann im Detail zwischen Voll- und Teilversorgung, Band- und Programm- beziehungsweise Fahrplanlieferung, sowie Zusatzversorgung und Reservelieferung unterschieden werden.⁶⁷⁷ Auch am Terminmarkt herrscht – ähnlich wie am Spotmarkt – Anonymität mit den bereits genannten Vorteilen für die jeweiligen Handelsteilnehmer, wobei hingegen – ohne Rückschlussmöglichkeit – „Kauf- und Verkaufsaufträge (Preise und Volumen) im Orderbuch ‚namenlos‘ offen gelegt“⁶⁷⁸ werden.⁶⁷⁹ Der Terminmarkt findet hierzulande an der EEX (EEX Power Derivates) statt.⁶⁸⁰ Er unterteilt sich von den Produkten her gesehen in ‚finanzielle Futures‘ und ‚physische Futures‘ sowie ‚finanzielle Optionen‘.⁶⁸¹

(4) Futures

Bei ‚physischen Futures‘ handelt es sich um vereinheitlichte Verträge,⁶⁸² welche die zukünftige⁶⁸³ Lieferung beziehungsweise Abnahme „eine[r]

674 *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 137.

675 *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 36.

676 *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 137.

677 Siehe *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 137, dort auch mit näheren Ausführungen zu den einzelnen Produktarten im Termingeschäftsbe- reich.

678 *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 36.

679 *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 36.

680 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 676; vgl. *European Energy Exchange (EEX)*, Produkte & Entgelte, Übersicht, abrufbar unter: <http://www.eex.com/de/EEX/Produkte%20%26%20Entgelte> (zuletzt abgerufen am: 9.11.2011).

681 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 676; zu den einzelnen Arten von Termingeschäften siehe ausführlich: *Schuster*, in: *Horstmann / Cieslarczyk*, Energiehandel, Kapitel 11, Rn. 24 ff. [insb. Rn. 34 ff.].

682 *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Glossar ‚Futuresvertrag (Futures Contract)‘; *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 150.

683 *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Glossar ‚Futuresvertrag (Futures Contract)‘.

bestimmten Menge Strom zu einem bestimmten, vereinbarten Preis zu einem bestimmten Lieferzeitraum“⁶⁸⁴ zum Gegenstand haben.⁶⁸⁵ Im Regelfall wird hingegen der rein finanzielle Ausgleich zum Vertragsgegenstand erhoben (,finanzielle Futures‘).⁶⁸⁶

(5) Optionen

Werden ,Optionen‘ gehandelt, so beinhalten sie das Recht, Strom „zu einem gewissen Zeitpunkt zu gewissen Konditionen“⁶⁸⁷ zu erwerben beziehungsweise zu veräußern.⁶⁸⁸ Dabei werden die Konditionen (Strommenge, Preis etc.) im Vorhinein bereits festgelegt.⁶⁸⁹ Anders als bei ,Forwards‘ ist der (Ver-)Kauf aber nicht zwingend.⁶⁹⁰ Deshalb werden sie als ,Option‘ bezeichnet.

(6) Allgemeines zum börslichen Handel

Die im Rahmen des gesamten Börsenhandels abgeschlossenen Geschäfte werden dabei nicht von den einzelnen Handelsteilnehmern untereinander bilateral abgeschlossen, sondern vom einzelnen Handelsteilnehmer jeweils direkt mit der Börse.⁶⁹¹

Abschließend bleibt nochmals festzuhalten, dass der mit dem regulären EEG-Mechanismus (Mindestvergütung inklusive Abnahmezwang) geförderte und über den Ausgleichsmechanismus gewälzte Strom von den Netzbetreibern ausschließlich „am vortägigen oder untertägigen

684 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 37.

685 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 37.

686 Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 150; siehe dazu auch Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 37.

687 Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 151.

688 Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 151.

689 Vgl. Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 151, der insoweit lediglich von Handel „zu gewissen Konditionen“ (ebenda) spricht.

690 Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 151.

691 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48.

Spotmarkt einer Strombörse“⁶⁹² vermarktet wird und werden muss.⁶⁹³ Die Vermarktung des EEG-Stroms – ausschließlich im Rahmen des Intraday und Day-Ahead-Handels – findet damit faktisch allein an der EPEX SPOT statt.⁶⁹⁴

bb.) OTC-Handel und seine Produkte

Eine Alternative zum Handel an der Börse und damit eine zweite Handelsplattform bietet der Handel ‚Over-the-Counter‘, also der Handel am sog. OTC-Markt.⁶⁹⁵ Dieser wird auch als „Kassamarkt“⁶⁹⁶ bezeichnet.⁶⁹⁷ Der OTC-Handel ist dabei vor allem als Großhandel von und mit Strom als „bilaterales, außerbörsliches Geschäft“⁶⁹⁸ aufzufassen.⁶⁹⁹ Im Rahmen des OTC-Handels kann einerseits die Beschaffung oder der Absatz von Strommengen verbessert oder andererseits Gewinn durch Handelstransaktionen erzielt werden, sog. „proprietärer Handel“^{700, 701}.

(1) Produkte des OTC-Handels

Beim OTC-Handel sind die jeweiligen Teilnehmer zwar grundsätzlich nicht auf bestimmte Vertragsarten beschränkt,⁷⁰² sodass auch

692 § 2 S. 1 AusglMechV 2012.

693 Vgl. § 37 Abs. 1 EEG 2012 i.V.m. § 2 S. 1 AusglMechV 2012; siehe dazu vor allem auch nochmals ausführlich Abschnitt B.IV.3.d.), S. 89 f.

694 Zu den Unterschieden und Gemeinsamkeiten mit der Direktvermarktung von Strom zum regulären EEG-Fördermechanismus vgl. unten, Abschnitt E.I.1., S. 401 ff., insb. Abschnitt E.I.2., S. 410 ff.

695 Siehe *Zenke / Dessau*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 13 Rn. 33.

696 *Barth*, *RdE* 2000, S. 139 [S. 140].

697 *Barth*, *RdE* 2000, S. 139 [S. 140].

698 *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 51.

699 Vgl. *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 51.

700 *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 52.

701 Vgl. *Spicker*, in: *Schwintowski*, *Handbuch Energiehandel*, Rn. 52, der die beiden vorgenannten Möglichkeiten insoweit als verschiedene, zu differenzierende Handelsformen benennt (ebenda).

702 Vgl. *Riechmann / Brunner*, in: *Bartsch / Röhling / Salje / Scholz*, *Stromwirtschaft*, Kapitel 2 Rn. 25; *Barth*, *RdE* 2000, S. 139 [S. 140].

„maßgeschneiderte Produkte“⁷⁰³ offeriert und gehandelt werden (können).⁷⁰⁴ Trotzdem haben sich auf dem OTC-Markt – wenn auch lange nicht vollständig verbreitet und gehandelt – gewisse Produkttypen und auch „standardisierte Rahmenverträge“⁷⁰⁵ etabliert,⁷⁰⁶ die letztlich „eng mit den Börsenprodukten verwandt sind“⁷⁰⁷, diesen sonach entsprechen oder sie zumindest modifiziert abbilden.⁷⁰⁸ Auf Grund des mangelnden Standardisierungs-Zwanges sind daneben verschiedenste weitere Produkte und Variationen denkbar, die gehandelt werden (können), zum Beispiel „Vollversorgungsverträge“⁷⁰⁹, „zusammengesetzte Lieferungen“⁷¹⁰, „individuelle Fahrplanlieferungen“⁷¹¹, „flexible Fahrplanlieferungen“⁷¹², „unterbrechbare Lieferungen“⁷¹³ oder sogar

703 *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Glossar ‚Over-The-Counter (OTC)‘.

704 *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Glossar ‚Over-The-Counter (OTC)‘; *Barth*, RdE 2000, S. 139 [S. 140].

705 *Riechmann / Brunner*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 25, derartige Verträge werden z.B. von der EFET (European Federation of Energy Traders) angeboten, ebenda.

706 *Riechmann / Brunner*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 25; im Unterschied dazu definiert das Bundeskartellamt den OTC-Handel jedoch gerade als „außerbörslichen, nichtstandardisierten Handel [...]“ (*BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48), siehe ebenda.

707 *Riechmann / Brunner*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 27.

708 Vgl. *Riechmann / Brunner*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 27, dort ausführlich mit einer plastischen tabellarischen Gegenüberstellung der jeweiligen Produkte des börslichen wie auch außerbörslichen Handels.

709 *Zenke / Dessau*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 3; *Riechmann / Brunner*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 2 Rn. 27.

710 *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 144.

711 *Zenke / Dessau*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 6, dort auch m.w.N.

712 *Zenke / Dessau*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 6.

713 *Zenke / Dessau*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 7.

„indexierte Lieferungen“⁷¹⁴, deren Preis an eine andere Ware gebunden ist (sog. Underlying)^{715, 716}

(2) Unterschiede des OTC-Handels gegenüber dem börslichen Handel

Insgesamt ist bezogen auf den OTC-Markt anzumerken, dass dieser den Großteil des stattfindenden Stromhandels ausmacht.⁷¹⁷ Der Vorteil des börslichen Handels besteht in den durch Standardisierung der Produkte hervorgerufenen verringerten Transaktionskosten.⁷¹⁸ Insofern ist jedoch zu konstatieren, dass auch im OTC-Handel kostenmindernde Musterrahmenverträge anzutreffen sind, die einen ähnlichen Effekt bewirken.⁷¹⁹ Gegenüber dem OTC-Handel bietet das Agieren an der Börse den jeweiligen Handelspartnern hingegen eine höhere Sicherheit.⁷²⁰ Im Unterschied zum OTC-Handel müssen die Handelsteilnehmer das entsprechende Ausfallrisiko der Gegenseite (Lieferant beziehungsweise Käufer) nämlich nicht einkalkulieren, da es entweder von der Börse selbst beziehungsweise einer eingeschalteten Bank übernommen wird, sog. ‚Clearing‘.⁷²¹ Im Gegensatz zum (teilweise) anonymisierten börslichen Handel kann der OTC-Handelsteilnehmer hingegen vor

714 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 8.

715 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 8.

716 Siehe dazu – und zu der Vielzahl anderer möglicher und gehandelter Produkte – insgesamt mit ausführlicher Darstellung: Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 3 ff. sowie Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 132 ff. [insb. Rn. 140 ff.].

717 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48; vgl. zudem Pilgram, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 669; Kraus / Turgoose, Entwicklungen bei wettbewerblichen Strommärkten, et 1+2/1999, S. 64 [S. 64]; Barth, RDE 2000, S. 139 [S. 140].

718 Barth, RDE 2000, S. 139 [S. 141], dort auch insgesamt zu den Vorteilen des börslichen Handels; de Wyl / Essig, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33.

719 De Wyl / Essig, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33.

720 Vgl. De Wyl / Essig, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33.

721 De Wyl / Essig, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33.

Vertragsschluss Kenntnis von seinem etwaigen Handelspartner erlangen.⁷²² Die Kenntnis über die Vertragsgegenseite und über deren Solvenz bedeutet ein geringeres finanzielles Risiko, als wenn man den Vertrag mit einem anonymisierten Dritten (zum Beispiel einem Broker) ohne zusätzliche Absicherung abschließt. Es ist der Vollständigkeit halber gleichwohl anzumerken, dass auch beim OTC-Handel ein Clearing möglich ist, wobei beim Einschalten einer Clearingbank zur Deckung des entsprechenden Kostenrisikos auch eine entsprechende finanzielle Leistung (zusätzlich) zu entrichten ist.⁷²³

d.) Rahmen des Handels – Preisbildung

Ein weiterer wichtiger Bestandteil des Stromhandels ist die Preisbildung. Kenntnisse über die Preisbildung stellen nicht nur für den Anlagenbetreiber eine unabdingbare Voraussetzung für die Marktteilnahme dar, sondern bilden ebenfalls die Grundlage für die nachfolgende Untersuchung. Bereits im Grundlagenteil wurde bezüglich der Marktprämie aufgezeigt, dass diese ausdrücklich an den Marktpreis – und somit mittelbar an dessen Preisbildung – gekoppelt ist.⁷²⁴

aa.) Referenzwirkung des Day-Ahead-Marktpreises

Im Folgenden wird daher exemplarisch die Preisbildung im börslichen Day-Ahead-Handel dargestellt. Der Day-Ahead-Marktpreis hat die im Vorhinein schon erwähnte „besondere Referenzfunktion für den deutschen

722 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48, eine Ausnahme stellt insoweit die Einschaltung eines Intermediäres (z.B. eines Brokers) dar, da in diesem Fall erst nach Vertragsabschluss der Handelspartner feststeht und insoweit Kenntnis über diesen erlangt werden kann, ebenda.

723 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48 Fn. 32.

724 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.4.c.)aa.), S. 109 f. sowie vor allem Abschnitt D.II.3., S. 290 ff. zur Berechnung der Marktprämie im Detail.

Strommarkt^{725, 726}. So richtet sich beispielsweise der Terminmarktpreis an der Preisfindung des Spotmarktes aus.⁷²⁷ Die dem Spotmarkt innewohnende „Referenzfunktion“⁷²⁸ rührt insbesondere von seiner „Wahrnehmbarkeit“⁷²⁹ her.⁷³⁰ Zudem besteht die Möglichkeit der Arbitrage⁷³¹ zwischen den im Vorfeld allgenannten Handelsplätzen, was sich ebenfalls auf dessen Bedeutung entsprechend auswirkt.⁷³² Somit werden die jeweiligen Akteure im Rahmen jeglichen Handels keinen ihrerseits nachteilig abweichenden Preis hinnehmen.⁷³³ Wie nun aufzuzeigen ist, wird damit insgesamt der jeweilige Kraftwerkseinsatz am Markt entsprechend beeinflusst.⁷³⁴

725 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

726 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49; zur Bedeutung dieses Handelsplatzes innerhalb der Marktprämie und deren Bemessung siehe Abschnitt D.II.3., S. 290 ff., insb. Abschnitt D.II.3.b.)aa.), S. 293.

727 Siehe *Machate*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Kapitel 39 Rn. 38, dort auch mit weiteren Ausführungen zur Preisbildung am Terminmarkt (Rn. 38 ff.).

728 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

729 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

730 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

731 Arbitrage(handel) bezeichnet „de[n] Einkauf von Waren auf einem Marktplatz, um sie auf einem anderen unter Ausnutzung von Preisdifferenzen gleichzeitig oder zeitnah danach wieder zu verkaufen“ (de Wyl / Essig, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 39).

732 Siehe *Ockenfels / Grimm / Zoettl*, Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismen im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, S. 4, abrufbar unter: http://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf (zuletzt abgerufen am: 6.9.2013); *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

733 *Ockenfels / Grimm / Zoettl*, Strommarktdesign, S. 4; *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

734 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49, wonach insoweit von einer „wichtige[n] Rolle“ gesprochen wird.

bb.) Die Preisbildung am Day-Ahead-Markt

Der Day-Ahead-Handel an der EPEX SPOT ist ein „zweiseitige[r]“⁷³⁵ Auktionshandel.⁷³⁶ Ausschlaggebender Faktor für die Preisfindung sind die bis Orderbuchschluss bestehenden Aufträge beziehungsweise Gebote der einschlägigen Handelsteilnehmer.⁷³⁷ Hierfür reicht jeder Handelsteilnehmer die für sich gewünschten Kauf- und Verkaufsgebote ein,⁷³⁸ wobei diese tabellarisch in einzelne Preisstufen und die diesbezüglich gewünschte(n) Liefermenge(n) Strom unterteilt sind.⁷³⁹ Es ergibt sich demnach, inwieweit der jeweilige Handelsteilnehmer bereit ist, eine gewisse Menge Strom X (MWh) für den jeweiligen Zeitraum Y (Lieferstunde) zum maximalen Preis Z (Preis in Euro je MWh) zu erwerben.⁷⁴⁰ Dabei sind je nach Preishöhe und/oder Zeitraum unterschiedliche Volumina (bis zu 0 MWh / keine Order) orderbar.⁷⁴¹

Die im Auftrags- beziehungsweise Orderbuch in diesem Verfahren erfassten Aufträge werden bei Orderbuchschluss⁷⁴² (vorliegend im Day-Ahead-Markt 12.00 Uhr⁷⁴³) „zu Geschäften zusammengeführt“⁷⁴⁴.⁷⁴⁵ Es

735 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672, wonach der Spotmarkt ist als „zweiseitige[.] Auktion“ ausgestaltet (ebenda).

736 Vgl. *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 4 ff.; *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen; *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672.

737 Siehe *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672; vgl. auch *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 6 ff.

738 Siehe *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672; siehe zudem *Bode / Groscurth*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 737].

739 Siehe *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672, dort auch mit einer beispielhaften Tabelle und weiteren Erläuterungen.

740 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672.

741 Vgl. *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672, dort auch mit einem Order-Beispiel.

742 *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 6.

743 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672; *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 7; vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen.

744 *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 6.

745 *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 6, der insofern jedoch von „einem festgelegten Zeitpunkt“ (ebenda) spricht.

werden hierfür alle auf diese Weise entstandenen Kauf- und Verkaufsgebote zu einer (jeweils eigenen) Kurve aggregiert, sodass sich eine Angebots- und eine Nachfragekurve ergeben.⁷⁴⁶ Führt man diese beiden Kurven zusammen,⁷⁴⁷ ergeben sich der Gleichgewichtspreis (MCP – Market Clearing Price) und die Gleichgewichtsmenge (MCV – Market Clearing Volume) als Schnittpunkt.⁷⁴⁸ Hieraus resultieren nun – im Zusammenhang mit den zuvor kundgetanen Geboten – die ‚erstandene‘ respektive veräußerte Menge und deren Preis.⁷⁴⁹ Das vorgenannte Verfahren ist dabei „für alle 24 [(Handels-)]Stunden des Folgetages einzeln“⁷⁵⁰ durchzuführen.⁷⁵¹ Im Falle einer Blockorder („Zusammenfassung mehrerer Stunden“⁷⁵² in einer Order) ist insoweit ein Blockpreis zu bilden.⁷⁵³ Dieser ergibt sich aus dem „arithmetische[n] Mittel der Einzelstundenpreise“⁷⁵⁴.⁷⁵⁵

cc.) Folgen der Preisbildung für die Handelsteilnehmer

Da die Börse im Rahmen des vorgenannten Preisbildungsverfahrens die Angebote „nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge“⁷⁵⁶ anordnet, ergibt sich sonach die Einsatzreihenfolge der jeweiligen Erzeugungsanlagen (Kraftwerke), welche auch als Merit Order bezeichnet wird.⁷⁵⁷ Die

746 Siehe *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 6; siehe zudem *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672 f.

747 Vgl. *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 6; *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672.

748 *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, Folie 6; siehe zudem *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 672.

749 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 673.

750 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 673.

751 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 673.

752 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 673.

753 Siehe *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 673.

754 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 673.

755 *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 673.

756 *Bode / Groscurth*, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 737].

757 *Bode / Groscurth*, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 737], dort auch mit einem Diagramm, welches beispielhaft die Merit Order der unterschiedlichen Erzeugungsarten widerspiegelt (ebenda S. 738); *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Merit-Order, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Merit-Order> (zuletzt abgerufen am: 6.9.2013).

Zuschläge werden dabei vom geringsten Angebotspreis bis zu dem Angebot erteilt, das für die (erwartete) Bedarfsdeckung noch erforderlich ist.⁷⁵⁸ Dies hat zur Folge, dass der Strompreis für alle Kraftwerke durch das (zur Bedarfsdeckung) letztbenötigte und (nach den Grenzkosten) teuerste Kraftwerk (respektive Kraftwerksblock) bestimmt wird, das sog. Grenzkraftwerk.⁷⁵⁹ Er ist sonach für jegliche Anbieter wie auch Nachfrager – und sonach letztlich jegliche Marktteilnehmer – einheitlich respektive gleichhoch.⁷⁶⁰

Diese Preisfestsetzung hat damit den Effekt, dass die Anbieter mit niedrigeren Grenzkosten⁷⁶¹ und damit einem niedrigeren Angebot (also weniger €/MWh) von dem aus ihrer Sicht höheren Preis profitieren können, wohingegen diejenigen Anlagenbetreiber mit höheren Gestehungskosten oberhalb der ermittelten Preise letztlich leer ausgehen.⁷⁶² Wollen Letztgenannte dauerhaft am Spotmarkt erfolgreich Handel treiben, sind sie gezwungen ihre Grenzkosten zu minimieren und / oder ihr Angebotsportfolio zu optimieren.

758 Siehe Bode / Groscurth, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 738].

759 Bode / Groscurth, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 738]; Becker / Blau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 12 Rn. 71; Ockenfels, Strombörse und Marktmacht, et 5/2007, S. 44 [S. 46]; Machate, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Kapitel 39 Rn. 15, dort auch ab Rn. 6 ff. insgesamt sehr ausführlich zur Strompreisbildung; Wikimedia Foundation, Wikipedia, Merit-Order.

760 Ockenfels, et 5/2007, S. 44 [S. 46].

761 Unter Grenzkosten versteht man „diejenigen Kosten, die durch die Produktion einer weiteren Einheit eines Gutes entstehen. Bei der Stromerzeugung werden die Grenzkosten sowohl durch die variablen Kosten der Produktion einer zusätzlichen Einheit, also beispielsweise die Kosten des zusätzlichen Brennstoffeinsatzes, als auch durch Opportunitätskosten bestimmt. Nach dem Konzept der Opportunitätskosten sind bei einer ökonomischen Entscheidung grundsätzlich diejenigen Kosten einzubeziehen, die den entgangenen Nutzen, den ein eingesetzter Faktor in einer alternativen Verwendung gestiftet hätte, bewerten.“ (BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 56).

762 Vgl. Bode / Groscurth, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 738]; Machate, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Kapitel 39 Rn. 7 ff. [insb. Rn. 14 ff.], dort auch ausführlich zu den einzelnen anfallenden Kosten auf Seiten der Anlagen- bzw. Kraftwerksbetreiber; Ockenfels, et 5/2007, S. 44 [S. 45 f.], dort auch mit weiteren Ausführungen zur Strompreisbildung; Wikimedia Foundation, Wikipedia, Merit-Order.

e.) Handelsteilnehmer und -akteure

Die Betrachtung der anzutreffenden Handelsteilnehmer und deren Diversität⁷⁶³ bilden den Abschluss der Einführung in den Strommarkt. Die Letztgenannten stellen nach dem allgemeinen Begriffsverständnis ein entscheidendes Kriterium für das Vorhandensein eines Marktes dar.⁷⁶⁴

Als Handelsteilnehmer im Rahmen der (Erst)Vermarktung von Strom auf Erzeugerebene und im Großhandel sind zunächst die jeweiligen Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreiber wie auch die (fossilen) Kraftwerksbetreiber zu nennen, die sog. Produzenten⁷⁶⁵. Der Betrieb von Erzeugungsanlagen und das Anbieten der Erzeugungsleistung ist dabei durch Einzelanlagenbetreiber, „Kraftwerksgesellschaften“⁷⁶⁶ oder sonstigen Zusammenschlussformen möglich (zum Beispiel Energieparks, Genossenschaften,⁷⁶⁷ Syndikate,⁷⁶⁸ etc.). Anzumerken sei dabei, dass die Anlagenbetreiber nicht nur als Anbieter, sondern auch als Nachfrager

763 Siehe Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 28.

764 Vgl. Fischbach / Wollenberg, Volkswirtschaftslehre I, S. 317; Freiling / Reckenfelderbäumer, Markt und Unternehmung, S. 91.

765 European Power Exchange (EPEX SPOT), Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?, abrufbar unter: http://www.epexspot.com/de/mitglied-werden/wer_ist_unsere_boersenmitglieder (zuletzt abgerufen am: 9.9.2013).

766 Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 193; siehe dazu auch BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 45 f. mit einer Darstellung der größten Kraftwerke und deren Betreibern.

767 Vgl. Sliwiok-Born, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 155 Fn. 1035; ders., Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 187 Fn. 210.

768 Vgl. Sliwiok-Born, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 173 Fn. 1108, dort m.w.N. und m.w.V.; ders., Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 208 Fn. 9, dort m.w.N. und m.w.V.

auftreten können.⁷⁶⁹ Dies dient vor allem dem Ausgleich von „Ungleichgewicht[en] zwischen [...] Produktion [...] und [...] Verbrauch“^{770, 771}

Als vor allem Nachfrager und weitere Handelnde sind dabei Energie(groß)händler⁷⁷² respektive Handelsunternehmen⁷⁷³, Versorger⁷⁷⁴, Stadtwerke⁷⁷⁵ sowie regionale Versorger⁷⁷⁶, energieintensive Industrieverbraucher⁷⁷⁷, Übertragungsnetzbetreiber⁷⁷⁸ sowie sogar Banken⁷⁷⁹ und finanzielle Dienstleister⁷⁸⁰ zu verzeichnen.⁷⁸¹ Neben den Vorgenannten sind als weitere Akteure des Strommarktes Broker zu nennen, die entgeltlich (gegen Kommission⁷⁸²) die Vermittlung von Geschäften zwischen Händlern oder zwischen anderen Kunden tätigt.⁷⁸³ Daneben sind auch sonstige Dienstleister tätig, die verschiedenste Dienstleistungen

769 Vgl. *Machate*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, Kapitel 39 Rn. 10 f.; vgl. zudem *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

770 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

771 Vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

772 Siehe dazu ausführlich *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 196 ff.

773 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?; *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 196 ff.

774 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

775 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

776 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

777 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

778 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

779 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

780 *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?.

781 Vgl. *European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?; vgl. zudem *Zenke / Dessau*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 28.

782 *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Glossar ‚Broker‘.

783 *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 200; *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, Glossar ‚Broker‘.

anbieten.⁷⁸⁴ Insoweit umfasst deren Aufgabenspektrum verschiedenste Tätigkeitsformen wie Portfoliomanagement und -verwaltung (physisch, finanziell oder beides).⁷⁸⁵ Abschließend sind noch Clearer zu erwähnen, welche „die finanzielle Erfüllung von [...] abgeschlossenen Geschäften unter Übernahme des Risikos der Nichterfüllung“⁷⁸⁶ anbieten.⁷⁸⁷

Bezüglich der einzelnen Akteure und deren Handelsfeld sei ausführlich auf die einschlägige Literatur⁷⁸⁸ verwiesen, um den Umfang der Darstellung nicht zu überdehnen.

VII. Marktintegration erneuerbarer Energien

Um den Grundlagenteil abzuschließen, ist nun noch – unter Rückgriff auf die bislang erworbenen Kenntnisse – zu erläutern, was unter dem Terminus der ‚Marktintegration erneuerbarer Energien‘ zu verstehen ist. Knüpft man unter diesem Aspekt zunächst an Gesetzestext wie auch Gesetzesbegründung an, so lässt sich unmittelbar keine Definition des vorgenannten Terminus erblicken: Weder in § 1 („Zweck des Gesetzes“), § 2 („Anwendungsbereich“) oder § 3 EEG 2012 („Begriffsbestimmungen“) noch an sonstiger Stelle ist eine Festsetzung des vorgenannten Begriffs im Gesetz erfolgt.⁷⁸⁹ Ebenso lassen sich in der Gesetzesbegründung des EEG 2012 – trotz sechsfacher Verwendung und Nennung dieses Terminus – keine explizite Definition, sondern allenfalls fragmentarische Ausführungen auffinden.⁷⁹⁰ Für die nachfolgenden Abschnitte und zum Zwecke eines umfassenden Verständnisses ist es gleichwohl erforderlich, Zielrichtung und Intention der mit der EEG-Novelle implementierten Instrumente und Mechanismen aufzuzeigen. Letztlich

784 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 29.

785 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 29, dort auch im Folgenden mit weiteren Ausführungen.

786 Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 31.

787 Vgl. Zenke / Dessau, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 31.

788 Siehe insoweit ausführlich zu dem vorgenannten Spicker, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 192 ff.

789 Vgl. beispielhaft § 1, § 3 und § 64f Nr. 6 lit. a) EEG 2012.

790 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1, S. 91, S. 123 und S. 163.

soll die marktintegrative Wirkung der Direktvermarktung im Folgenden entsprechend gemessen und bewertet werden. Da auch in mehreren Forschungsvorhaben sowie Literatur keine ausdrückliche, umfassend oder gar einheitliche Festsetzung des genannten Schlagworts erfolgt ist,⁷⁹¹ besteht demzufolge das Bedürfnis nach einer eigenen Arbeitsdefinition.

1. Allgemein-abstrakte Definition des Terminus Marktintegration

Um den Begriff der Marktintegration der erneuerbaren Energien zu erschließen, soll zunächst untersucht werden, was allgemein-abstrakt unter dem Terminus der ‚Marktintegration‘ zu verstehen ist. Der aus dem Lateinischen stammende Begriff der Integration bedeutet wortwörtlich übersetzt die „Wiederherstellung eines Ganzen“⁷⁹² respektive allgemein die „[...]Herstellung einer Einheit“⁷⁹³ oder die „Einbeziehung [beziehungsweise] Eingliederung in ein größeres Ganzes“⁷⁹⁴.⁷⁹⁵ Dementsprechend ist der Terminus der Marktintegration allgemein als die Herstellung eines einheitlichen Marktes aufzufassen. Marktfremde Teilnehmer müssen also derart in den Markt eingeführt werden, dass sich ein einheitlicher Markt ergibt. Damit sich überhaupt ein derart ‚vollständiger‘ Markt ergeben kann, müssen die zu integrierenden Teilnehmer („Integranden“) in eine

791 Vgl. exemplarisch *Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE)*, Maßnahmenpaket zur System- und Marktintegration Erneuerbarer Energien, S. 3, abrufbar unter: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2011/110321_BEE_Position_Direktvermarktung_Systemintegration.pdf (zuletzt abgerufen am: 19.2.2014); *Bundesverband WindEnergie (BWE)*, Positionspapier des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE e.V.) zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, S. 20, abrufbar unter: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/bwe-positionspapier-zur-eeg-novelle-2012/bwe_position_eeg_novelle_20110107.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.2.2012); Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; R2B Energy Consulting / Consentec, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 21 ff. [insb. S. 23 und S. 49]; Sensfuß / Ragwitz, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, S. 2, abrufbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/doc/s/x/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_2009.pdf (zuletzt abgerufen am: 23.2.2014).

792 F.A. Brockhaus/wissenmedia, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Integration.

793 F.A. Brockhaus/wissenmedia, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Integration.

794 F.A. Brockhaus/wissenmedia, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Integration.

795 F.A. Brockhaus/wissenmedia, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Integration.

Lage versetzt werden, in der sie wie ein etablierter Marktteilnehmer am Handelsgeschehen teilnehmen und damit einhergehend mit den anderen Marktteilnehmern konkurrieren können.⁷⁹⁶ Das Ziel jeglicher gesetzgeberischer marktintegrativer Maßnahme besteht sonach vor allem in der Beseitigung bestehender Marktschranken.⁷⁹⁷ Dies sind diejenigen Nachteile, welche für den Integranden respektive das „neu [...] eintretende Unternehmen gegenüber den auf diesem Markt befindlichen [, etablierten] Anbietern“⁷⁹⁸ bestehen.⁷⁹⁹ Als Beispiele für derartige Schranken sind insoweit Betriebsgrößenvorteile, absolute Kostenvorteile sowie Produktdifferenzierungsvorteile zu nennen.⁸⁰⁰

796 Vgl. *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?, ZfE 2012, S. 243 [S. 243]; *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 23 f., wonach bei Erlangen der Wettbewerbsfähigkeit ein selbstständiges Bestehen der erneuerbaren Energien am Markt erfolgen soll; *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 54, abrufbar unter http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am: 7.1.2014).

797 Vgl. insoweit *Olten*, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik S. 64, wonach das „ordnungspolitische Prinzip „offene Märkte““ (ebenda) durch Marktschranken entsprechend durchbrochen wird, siehe ebenda. Es ist demnach auch allgemeine Prämisse der Wettbewerbspolitik „durch die aktive Gestaltung der Wettbewerbsvoraussetzungen [den Wettbewerb aufrecht zu erhalten], in dem die Märkte offen gehalten und Marktschranken beseitigt werden [...]“ (*Gabler*, *Gabler Kompakt-Lexikon Wirtschaft*, S. 489 [„Wettbewerbspolitik“]). Der wettbewerbspolitische Ansatz zur Erhaltung von Wettbewerb durch Beseitigung der Marktschranken stimmt infolgedessen mit dem Ansatz zur Marktintegration durch Beseitigung der jeweils bestehenden Marktschranken überein.

798 *Roberts / Mosena / Winter*, *Gabler Wirtschaftslexikon* (L – O), S. 2024 [„Markteintrittsschranken“].

799 *Roberts / Mosena / Winter*, *Gabler Wirtschaftslexikon* (L – O), S. 2024 [„Markteintrittsschranken“].

800 Siehe *Aberle*, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 21; *Bain*, *Barriers to New Competition*, S. 14; *Roberts / Mosena / Winter*, *Gabler Wirtschaftslexikon* (P – Sk), S. 2391 [„potenzieller Wettbewerb“], dort auf S. 2391 f. nicht nur zu den vorgenannten Marktschranken, sondern auch zu den sonstigen Arten von Marktschranken, wobei zwischen strukturellen und strategischen sowie zwischen privaten und staatlichen Marktschranken unterschieden wird, sowie zwischen Marktzutritts- wie auch Marktaustrittsschranken, siehe ebenda.

2. Marktintegration erneuerbarer Energien – konkrete Definition und gesetzgeberisches Ziel

Anschließend an das Vorangegangene kann nun beantwortet werden, was unter dem Schlagwort der Marktintegration der erneuerbaren Energien letztlich zu verstehen ist.

a.) Sonderrolle der erneuerbaren Energien und deren Abschottung vom Strommarkt

Hierfür sollte man sich zunächst noch einmal den vom Gesetzgeber (bislang) präferierten Ansatz der Förderung der erneuerbaren Energien mittels Mindestvergütungs- und Abnahmewang vor Augen führen. Dieser Mechanismus hat sich (in Kombination mit den übrigen Förderregelungen des EEG) zwar in der Vergangenheit bezogen auf die Einführung und den Ausbau der erneuerbaren Energien – insbesondere im Vergleich mit den anderen europäischen Mitgliedstaaten – als „sehr erfolgreiches Instrument“⁸⁰¹ erwiesen.⁸⁰²

Diesem generellen Erfolg wohnt jedoch – wie bereits im Rahmen der Einleitung / Problemstellung dargelegt⁸⁰³ – zugleich eine ebenso schwerwiegende Negativseite inne: Die erneuerbaren Energien werden nämlich vor allem durch das vorgenannte Doppelinstrument (Abnahmewang und Mindestvergütungspflicht seitens der Netzbetreiber) in eine Sonderrolle⁸⁰⁴

801 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 31.

802 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG (2. Aufl.), Einführung Rn. 21c; *dies.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG (3. Aufl.), Einführung Rn. 31, wobei jeweils auf das EEG im Allgemeinen, nicht lediglich auf das Fördersystem des Mindestvergütungs- und Abnahmewanges abgestellt wird; vgl. zudem *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 1; BR-Drs. 341/11, S. 87 f.; so insgesamt zur ausschließlich nationalen Ebene *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33a Rn. 2.

803 Siehe insoweit nochmals Abschnitt A.I.4., S. 54 ff.

804 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73, wo diesbezüglich von einer „Sondersituation“ (ebenda) gesprochen wird; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587] sprechen insofern von einem „außermarktlichen Sonderbereich“ (ebenda) bzw. einer „Sonderstellung“ (ebenda).

gegenüber dem regulären, grauen Strom versetzt.⁸⁰⁵ Denn wie bereits beschrieben, erhalten die Anlagenbetreiber die Mindestvergütung lediglich für die alleinige Einspeisung ihres erzeugten EEG-Stroms – und somit ausschließlich für „gelieferte Arbeit“^{806, 807} Dies hat zur schwerwiegenden Konsequenz, dass jegliche Anlagen(betreiber) ihre Produktion wie auch die damit verbundene Einspeisung weder wettbewerbs- noch marktgerecht ausrichten müssen – und demnach auch nicht abhängig von Angebot und Nachfrage wie auch Preissituation am Strommarkt (Stichwort ‚Merit Order‘) produzieren.⁸⁰⁸ Es erfolgt eine Entkoppelung von der tatsächlichen Marktlage nach dem Prinzip „produce and forget“^{809, 810} Somit ist für den jeweiligen Anlagenbetreiber einzig das Erzielen des Produktionsmaximums entscheidend,⁸¹¹ um die maximal mögliche Vergütung zu erlangen (sog. Vergütungsoptimierung⁸¹²). Der Anlagenbetreiber ist lediglich angehalten, den allgemeinen Betrieb der Anlage zu überwachen,

805 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587], wonach das „[z]entrale Element dieser Sonderstellung [...] [unter anderem] das außermarktliche Festvergütungssystem [...] [ist]“ (ebenda).

806 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 40.

807 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.IV.2.a.)aa.), S. 72 f.; vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73.

808 Siehe *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; vgl. zudem *Säcker*, et 4/2011, S. 74 [S. 75]; siehe dazu nochmals Abschnitt A.I.4, S. 54 f.

809 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 2.

810 Siehe *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; vgl. *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 2 und Rn. 8.

811 Vgl. *Pilgram*, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

812 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 13, abrufbar unter: http://www.iwes.fraunhofer.de/en/publications/list_of_publication/2011/flexible_stromproduktionausbiogasundbiomethan/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Flexible%20Stromproduktion%20aus%20Biogas%20und%20Biomethan.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.3.2013).

regelmäßige Wartungen oder gar ein Repowering⁸¹³ durchzuführen. Das Treffen von sonstigen, über den allgemeinen, konstanten Betrieb hinausgehenden, strategischen Entscheidungen zur besonderen Platzierung ihrer Anlage im wirtschaftlichen Wettbewerb ist den Anlagenbetreibern damit fremd. Das bedeutet letzten Endes, dass der Betrieb einer Anlage im Rahmen des EEG-Vergütungssystems zugleich von einem Großteil der am Strommarkt vorherrschenden Marktrisiken bereinigt ist,⁸¹⁴ sodass die Teilnahme am Fördersystem gar eine Art simplifizierte Möglichkeit der Gewinnmaximierung darstellt.

Insbesondere das Vorgenannte führt – in Kombination mit der Vermarktung des auf diese Weise abgenommenen Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber – letztlich dazu, dass sich die erneuerbaren Energien (im Rahmen der Mindestvergütungsförderung) bisher lediglich in der vorgenannten ‚Sonderrolle‘ befinden.⁸¹⁵ Sonach ist dem bisher verwandten EEG-Fördersystem der Mindestvergütung eine starke „Abschottungswirkung“⁸¹⁶ zu attestieren, da die erneuerbaren Energien insoweit „dem Marktmechanismus entzogen“⁸¹⁷ werden.⁸¹⁸ Aus diesem Grund hat das Bundeskartellamt gerade auch die Zuordnung respektive Einbeziehung der erneuerbaren Energien zu / in den Strommarkt im

813 Repowering bedeutet, dass „ältere[.], häufig abgeschriebene Anlagen durch leistungstärkere, dem aktuellen Stand der Technik entsprechende Modelle [substituiert werden]“ (*Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 30 Rn. 2.). Insofern sei auch verwiesen auf die Ausführungen in Abschnitt E.VII.1.e.)bb.), S. 560 f.

814 Vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 1, wonach durch den EEG-Fördermechanismus „die Regeln des Strommarktes teilweise außer Kraft gesetzt [werden] und ein[...] geschützter Raum mit idealen Investitionsbedingungen bei gleichzeitig geringem wirtschaftlichen Risiko geschaffen [wird]“ (ebenda).

815 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Säcker*, et 4/2011, S. 74 [S. 75].

816 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 9; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2.

817 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 9; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2.

818 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 9; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2.

Rahmen der Sektoruntersuchung verneint.⁸¹⁹ Sie agieren folglich auf einem eigenen, separierten ‚Sonder-‘ beziehungsweise ‚Zweitmarkt‘.

b.) Marktintegration erneuerbarer Energien als Beseitigung des Sondermarktes

Marktintegration erneuerbarer Energien bedeutet demnach unter Rückgriff auf die getroffene abstrakte Definition, dass die Sonderrolle der erneuerbaren Energien (insbesondere auf dem Großhandels- und Erzeugermarkt) liquidiert werden muss. Der mit dem System der Mindestvergütungsförderung geschaffene abgeschottete künstliche Sondermarkt ist zu beseitigen. Es hat ein Ausstieg aus dem bisherigen Marktordnungssystem zu erfolgen. Die erneuerbaren Energien⁸²⁰ sind (schrittweise⁸²¹) in den Strommarkt zu überführen und somit in die Rolle der bisher dort agierenden regulären Marktteilnehmer zu versetzen.⁸²² Sie müssen damit letzten Endes wie ein regulärer Marktteilnehmer – und damit als echte

819 Siehe *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73 f.; dahingegen bringt *Säcker*, et 4/2011, S. 74 [S. 75] überzeugende Argumente vor, die durchaus für eine Einbeziehung der erneuerbaren Energien in den Ersatzabsatzmarkt für Strom sprechen, wobei vor allem an ihre Wirkung auf die etablierten (meist fossil erzeugenden) Marktteilnehmer angeknüpft wird, siehe ebenda.

820 Der Begriff der erneuerbaren Energien wird vorliegend als Synonym für den Begriff des Erneuerbare-Energien-Anlagenbetreibers verwandt.

821 Dass die Marktintegration schrittweise erfolgen muss, folgt – abseits der generellen Komplexität dieses Vorhabens – bereits aus der Gegebenheit, dass sich die Mindestvergütung konzeptionell auf einen Zeitraum von zwei Dekaden zuzüglich des Inbetriebnahmejahres erstreckt, vgl. § 20 Abs. 2 EEG 2012. Eine sofortige, unmittelbare Marktintegration aller Energieträger ist somit grundsätzlich nicht möglich. Siehe insoweit allein zu den verfassungsrechtlichen Grenzen der Vergütungsänderung *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8 ff. [insb. S. 16 ff.], *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 43 ff. sowie im Kontext der (prämierten) Direktvermarktung Abschnitt D.III.1.a.)bb.)(2)(d), S. 328 ff. sowie D.III.2.a.)bb.), S. 356 ff. und *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 9 ff., abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kurztgutachten_marktpraemienmodell.pdf (zuletzt abgerufen am: 11.4.2013).

822 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 9 f.; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2.

Konkurrenten (untereinander und gegenüber fossilen Anlagenbetreibern) – am Strommarkt teilnehmen, ohne dass sie grundsätzlich (bei rationaler Verhaltensweise⁸²³) irgendeiner Form und Art gesetzlicher Förderung bedürfen⁸²⁴ („echte“ Marktteilnahme).

Folglich ist die Marktintegration erneuerbarer Energien nichts anderes als die Umkehr eines (durch das EEG-Fördersystem initiierten) viel zu weit gegangenen Eingriffs in den Strommarkt.⁸²⁵ Es ist also Ziel des Gesetzgebers, mit der Marktintegration die sekundären Effekte („Nebenwirkungen“) des Mindestvergütungssystems auszubessern.

c.) Ausgangspunkt Mindestvergütungssystem

Ausgangspunkt der Marktintegration – und somit auch der nachfolgenden Untersuchung – ist damit (stets) das Fördersystem der Mindestvergütung. Dies ist nochmals ausdrücklich hervorzuheben, da ausgehend vom jeweils eingesetzten Fördersystem die marktintegrativen Ausgangsbedingungen – und damit auch der jeweils anzusetzende Untersuchungsschwerpunkt – entsprechend mehr oder minder variieren. Neben dem Mindestvergütungssystem als Einspeisemodell mit Abnahme- und Vergütungszwang⁸²⁶

823 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36, wonach die Mindestvergütung „den [jeweiligen] Betreibern [...] bei rationeller Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb [der] Anlage grundsätzlich [...] ermöglichen [soll]“ (ebenda); zum Vorgenannten anstatt vieler *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 1 und Rn. 3.

824 Vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26; *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, ZfE 2012, S. 243 [S. 243]; *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 23 f.; *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 54.

825 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10, wo insoweit von einer „[Reintegration des EEG-]Versorgungsanteil[s] in den allgemeinen Strommarkt“ (ebenda) gesprochen wird; vgl. mit dem gleichen Wortlaut *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2.

826 Siehe *Ekardt*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, Einleitung Rn. 30; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S. 21, dort m.w.N., dort ab S. 22 wie bei *Ekardt* (ebenda) auch zur Ausbreitung des Mindestvergütungs- respektive Einspeisemodells; siehe zudem *Ragwitz / Held / Resch u.a.*, Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten, S. 2, abrufbar unter: <http://www>

existieren gerade diverse andere Möglichkeiten, erneuerbare Energien zu fördern, wie beispielsweise (Einspeise-)Prämienmodelle⁸²⁷, Quoten- oder Mengenmodelle (mit oder ohne Zertifikathandel)⁸²⁸ sowie Ausschreibungsmodelle⁸²⁹ wie auch sonstige Fördermechanismen – beispielsweise Subventionen i.e.S. (Investitionszuschüsse, zinsgünstige Darlehen etc.)⁸³⁰, steuerliche Begünstigungen⁸³¹ etc.⁸³² Die Untersuchung beschränkt sich sonach nur auf das im EEG (2012) implementierte Mindestvergütungssystem (als Ausgangsposition).⁸³³

w.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/short/k3129.pdf (zuletzt abgerufen am: 15.1.2014).

- 827 Siehe *Ragwitz / Held / Resch u.a.*, Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten, S.2; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S.21; siehe zudem *Hüttner*, Verbesserte Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien im Strombereich, S.66 ff., dort auch m.w.N.
- 828 Siehe dazu *Ekardt*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, Einleitung Rn.32; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S.21; *Drillisch*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, S.39 f.; siehe zudem *Ragwitz / Held / Resch u.a.*, Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten, S.2; *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, Einleitung Rn.89 ff.; so auch genannt bei *Schneider*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, §21 Rn.21 Abbildung 4; siehe zudem *Hüttner*, Verbesserte Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien im Strombereich, S.68 f., dort auch m.w.N.; siehe zum Quotenmodell vor allem auch Abschnitt F.III.2.c.)bb.) (1), S.606 f.
- 829 Siehe dazu *Ekardt*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, Einleitung Rn.33; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S.21; so ebenfalls genannt bei *Schneider*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, §21 Rn.21 Abbildung 4.
- 830 Siehe *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, Einleitung Rn.85; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S.21 f., dort m.w.N.; auch genannt bei *Schneider*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, §21 Rn.21 Abbildung 4.
- 831 Siehe dazu *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, Einleitung Rn.86; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S.21 f., dort m.w.N.; ebenfalls genannt bei *Schneider*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, §21 Rn.21 Abbildung 4.
- 832 Noch weitere Modelle werden aufgezählt bei *Schneider*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, §21 Rn.21 Abbildung 4.
- 833 In diesem Kontext sei nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich bei einer derartigen Förderung nicht um eine ‚klassische‘ Subvention handelt; so fällt insbesondere die Förderung der erneuerbaren Energien über die Mindestvergütung nicht unter den Subventionsbegriff, wonach eine Subvention (im

3. Abgrenzung der Marktintegration von der System- und Netzintegration erneuerbarer Energien

Im Rahmen der mit dem EEG 2012 gesetzgeberisch initiierten Energie-
wende „in das Zeitalter der erneuerbaren Energien“⁸³⁴ werden neben dem
Terminus der Marktintegration ebenso die Begriffe der Netz- und System-
integration verwandt.⁸³⁵ Dies rührt daher, dass die Förderung und vor
allem die angestrebte Integration erneuerbarer Energien nicht nur in
wirtschaftlicher Hinsicht erfolgen können, sondern vor allem auch die
technischen Rahmenbedingungen an den Ausbau der Stromerzeugung aus
erneuerbaren Energien anzupassen sind. Um das begriffliche Verständnis
der Marktintegration erneuerbarer Energien abzurunden, den Untersu-
chungsbereich klar einzugrenzen und den Grundlagenteil vollständig
abzuschließen, soll nun noch die Definition der Termini der Netz- und
Systemintegration erfolgen.

a.) Netzintegration erneuerbarer Energien

Die Netzintegration umfasst anknüpfend an das Wortlautverständnis des
Integrationsbegriffs („Einbeziehung, Eingliederung in ein größeres
Ganzes“⁸³⁶) die vollständige Einbeziehung oder Eingliederung von Strom
aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz. Dies wird nicht nur durch die
allgemeinen Ausführungen in der Gesetzesbegründung⁸³⁷, sondern vor
allem auch durch die gesetzgeberische Verwendung des Terminus und
dessen Auslegung bestätigt. Dieser findet beispielsweise im Rahmen des
§ 8 Abs. 3 EEG 2012 Verwendung, welcher die ausnahmsweise

öffentlich-rechtlichen Sinne) eine „vermögenswerte Zuwendung eines Staates
oder eines anderen Verwaltungsträgers an einen Privaten zur Förderung eines im
öffentlichen Interesse liegenden Zwecks ohne marktmäßige Gegenleistung des
Subventionsempfängers“ (*Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht,
§ 67 Rn. 19) darstellt, siehe dazu gerade *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauens-
schutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21, der die
Mindestvergütung nicht als Subvention einordnet.

834 BR-Drs. 341/11, S. 1.

835 Vgl. exemplarisch BR-Drs. 341/11, S. 1 ff. [insb. S. 91 f., S. 115, S. 147 und
S. 163].

836 *F.A. Brockhaus/wissenmedia*, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Integration.

837 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 92.

Abweichung vom Abnahmevorrang durch den Netzbetreiber auf Grund einer vertraglichen Vereinbarung mit dem jeweiligen Anlagenbetreiber zwecks besserer Netzintegration zulässt.⁸³⁸ In diesem Zusammenhang werden unter der (besseren) Netzintegration alldiejenigen Maßnahmen erfasst, welche die „technische [Interaktion] der Anlage mit dem Netz und [die Interaktion mit] den technischen Gegebenheiten im Netz [optimieren]“^{839, 840}

Ebenso unterstrichen wird das vorgenannte Verständnis vom Netzintegrationsbegriff durch die Verordnungsermächtigung des § 64f Nr. 6 lit. a) EEG 2012. Diese entspricht größtenteils der Vorgängerregelung des § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. a) EEG 2009, wurde jedoch im Wege der Novelle an die vorgenommenen Gesetzesänderungen – insbesondere die Einführung einer Markt- und Flexibilitätsprämie (§§ 33g – 33i EEG 2012) – angepasst.⁸⁴¹ Im Zusammenhang mit dieser Regelung wird die Netzintegration als die Verlagerung der Stromeinspeisung „aus Zeiten einer Überlastung des Netzes in Zeiten einer ausreichenden Netzkapazität“⁸⁴² verstanden.⁸⁴³ Derartige Netzengpässe entstehen meist lediglich lokal.⁸⁴⁴ Dies ist häufig der Fall, wenn eine hohe Einspeisung mit wenig Stromentnahme/-verbrauch zeitgleich aufeinander trifft,⁸⁴⁵ etwa zu (nächtlichen)

838 Siehe dazu vertiefend die Kommentierungen von *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, § 8 Rn. 31 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 8 Rn. 15 f.

839 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 8 Rn. 39.

840 *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 8 Rn. 39; *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 8 Rn. 33; *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 8 Rn. 35.

841 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 182 f.; siehe dazu bereits *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 64f Rn. 15.

842 *Altrock / Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 64 Rn. 32; *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 25.

843 *Altrock / Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 64 Rn. 32 (zu § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. a) EEG 2009); *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 25.

844 *Altrock / Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 64 Rn. 32 (zu § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. a) EEG 2009); *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 25.

845 *Altrock / Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 64 Rn. 32 (zu § 64 Abs. 1 Nr. 6 lit. a) EEG 2009); *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 25; ebenso letztlich *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 64f Rn. 16.

Starkwindzeiten in den nördlichen oder östlichen Regionen⁸⁴⁶. Bei der vorgenannten Netzintegration handelt es sich somit um „die Berücksichtigung der Netzkapazitäten bei der Stromeinspeisung“^{847 848}

Unter dem Terminus der Netzintegration sollen damit der technische Umgang wie auch die Unterbringung der (im Rahmen der Energiewende steigenden)⁸⁴⁹ Anteile erneuerbarer Energien im Energienetz sowie die damit in Zusammenhang stehende Bewältigung der allgemeinen wie auch technisch (steigenden) Anforderungen verstanden werden. Hierunter fällt damit letztlich auch (erst recht) der Netzausbau.⁸⁵⁰

b.) Systemintegration erneuerbarer Energien

Der Begriff der Systemintegration erneuerbarer Energien ist weiter als der der Netzintegration aufzufassen, betrifft aber ebenfalls die technische Seite des Ausbaus der erneuerbaren Energien respektive die technische Umsetzung der Energiewende. Dass dies der Fall sein muss, folgt zwar noch nicht unmittelbar aus der Gesetzesbegründung oder dem EEG-Erfahrungsbericht 2011 (Entwurf), wo der Begriff der Systemintegration im Zusammenhang mit der Marktintegration genannt wird, jedoch keine eigenständige Definition erfährt.⁸⁵¹ Es wird insoweit insgesamt lediglich von der „Optimierung des Zusammenspiels von erneuerbaren Energien, konventionellen Kraftwerken, Speichern und den Stromverbrauchern“⁸⁵² und zudem von „bedarfsgerechtere[r] Erzeugung“⁸⁵³ gesprochen.⁸⁵⁴ Dass mit der Systemintegration vor allem (auch) die technische Seite (der Energiewende) gemeint ist, folgt bereits aus dem allgemein-sprachlichen Begriffsverständnis, wonach ein System (unter anderem) als „Einheit aus

846 Vgl. dazu *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 34 Rn. 4; *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 34 Rn. 5.

847 *Schomerus*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, 64f Rn. 16.

848 *Schomerus*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, 64f Rn. 16.

849 Vgl. allein § 1 Abs. 2 EEG 2012.

850 Siehe dazu anschließend Abschnitt B.VII.3.b.), S. 160.

851 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91; vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 11.

852 BR-Drs. 341/11, S. 91.

853 BR-Drs. 341/11, S. 91.

854 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91.

technischen Anlagen [...] [mit] gemeinsame[r] Funktion“⁸⁵⁵ zu verstehen ist.⁸⁵⁶ Gleichzeitig wird der ‚Systembegriff‘ im energiewirtschaftlichen Kontext primär im Zusammenhang mit der Netzsicherheit und -stabilität („Systemsicherheit im Stromübertragungsnetz“⁸⁵⁷) – und damit wiederum technisch – gebraucht.⁸⁵⁸

Dass die Systemintegration vor allem die technische Seite meint, zeigt gerade auch die Heranziehung der Literatur, wonach Systemintegration als „technische Optimierung [...] [bezogen] auf [...] einen effizienteren Umgang mit der fluktuierenden Einspeisung aus EE-Anlagen“⁸⁵⁹ zu begreifen sei oder auch als die „optimierte Einbindung [...] [in] das gesamte Energiesystem“⁸⁶⁰ verstanden wird.

Insgesamt umfasst die Systemintegration damit jegliche Maßnahmen, die insbesondere mit der technischen Bewältigung der Energiewende und dem steigenden Umgang mit erneuerbaren Energieträgern in Zusammenhang stehen – von Netzausbau und ähnlichen Infrastrukturmaßnahmen (Netzintegration i.w.S.) bis hin zur allgemeinen Synchronisierung der Einspeisung (durch Erzeugungsanlagen / Kraftwerke) und Entnahme (Energieverbrauch insbesondere durch Letztverbraucher) oder der Implementierung von Stromspeichern etc.⁸⁶¹ Sie kann insoweit auch als Kuppelstelle zwischen Markt- und Netzintegration begriffen werden.

855 *Bibliographisches Institut*, Duden Online (Duden.de), Wörterbuch [„System, das“], abrufbar unter: <http://www.duden.de/rechtschreibung/System> (zuletzt abgerufen am: 13.9.2013).

856 Vgl. *Bibliographisches Institut*, Duden Online (Duden.de), Wörterbuch [„System, das“].

857 *Deutsche Energie-Agentur (dena)*, dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, S. 5 Abb. 1 (Zusammenfassung), abrufbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien_Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF (zuletzt abgerufen am: 20.1.2012).

858 Vgl. *Deutsche Energie-Agentur (dena)*, dena-Netzstudie II, S. 2 ff. (Zusammenfassung).

859 *Hüttner*, Verbesserte Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien im Strombereich, S. 15, dort auch m.w.N., vgl. zudem ebenda, S. 32.

860 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 64f Rn. 16, dort m.w.N.

861 In diese Richtung bereits *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 25, der die „Systemintegration [...] als Ober- und Auffangbegriff für Marktintegration und Netzintegration [einordnet]“ (ebenda). Diese soll dabei jegliche „Probleme der Integration Erneuerbaren Energien in das Energiesystem bezeichnen“ (ebenda), die nicht von der Markt- und

c.) Zwischenergebnis

Insgesamt gesehen kann die Marktintegration daher als die ‚marktwirtschaftliche Seite‘ der Energiewende begriffen werden, die Netz- und Systemintegration beschreiben dahingegen die ‚technische Seite‘.

Netzintegration erfasst werden, ebenda; so zudem bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33a Rn. 2, welche die Systemintegration ebenfalls als Oberbegriff für die „Netz- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien“ (ebenda) verwenden.

C. Anforderungen an ein marktintegratives Fördersystem – Aufstellung und Entwicklung der Prüfungsparameter

I. Untersuchungsziel und Vorgehensweise

Im Anschluss an den Grundlagenteil soll im Nachfolgenden mit der eigentlichen Untersuchung begonnen werden. Es ist zu analysieren, ob der im EEG 2012 implementierte zweite Förder- wie auch Verwertungsweg der novellierten Direktvermarktung überhaupt dazu im Stande ist, einen Beitrag zur Marktintegration erneuerbarer Energien zu leisten oder ob er der Marktintegration gar zum Durchbruch und schlussendlich zum Erfolg verhelfen kann. Diese Untersuchung erfordert zunächst die Festsetzung geeigneter Parameter (‘Bewertungskriterien’), anhand derer sodann die Messung des marktintegrativen Erfolges durchgeführt werden kann.

Um diese Parameter zu bestimmen, ist grundsätzlich auf anerkannte juristische Grundsätze und Methoden abzustellen. Es ist zu ermitteln, ob im Rahmen der ‘allgemeinen’ juristischen Methodik bereits entsprechende Kriterien respektive Ansätze vorhanden sind, mit denen sich die Erreichung des vorgenannten Ziels – die Herbeiführung und Förderung der Marktintegration erneuerbarer Energien mittels des gesetzlichen Instrumentariums und Instituts der Direktvermarktung – unmittelbar messen lässt. Sollte dies nicht der Fall sein, ist zu untersuchen, ob zumindest im Rahmen der Literatur unmittelbar anwendbare Prüfkriterien festgelegt worden sind. Wäre dies ebenfalls zu verneinen, ist die Entwicklung eigener Kriterien notwendig.

II. Unmittelbare Messung anhand der ökonomischen Analyse des Rechts

Zunächst ist damit zu untersuchen, ob im Rahmen der anerkannten juristischen Grundsätze und Methoden Kriterien vorhanden sind, mit denen sich die Herbeiführung und Förderung der Marktintegration erneuerbarer Energien (durch das System der Direktvermarktung) direkt messen lässt.

1. Ansatz und Eignung der ökonomischen Analyse des Rechts

a.) Genereller Ansatz der ökonomischen Analyse des Rechts

Derartige Untersuchungskriterien könnten sich aus der ökonomischen Analyse des Rechts ergeben. Dieser – auch als Rechtsökonomik bezeichnete –⁸⁶² Ansatz bedient sich ökonomischer Methoden bei der Analyse von Rechtsnormen.⁸⁶³ Somit erfolgt die vorgenannte Heranziehung der ökonomischen Methoden gerade auch zur Beantwortung von mit diesen Normen in Zusammenhang stehenden (Rechts-)Fragen.⁸⁶⁴

Der konzeptionelle Ansatz dieser „Forschungsrichtung“⁸⁶⁵ besteht darin, „die Folgen von gesetzlichen Regeln mit den Gedanken der ökonomischen Effizienz in Bezug zu setzen“⁸⁶⁶.⁸⁶⁷ Anhand ökonomischer Kriterien und Grundsätze soll vor allem die „Wirksamkeit von Gesetzen“⁸⁶⁸ gemessen werden.⁸⁶⁹ Gegenstand der ökonomischen Analyse des Rechts ist ergo eine „Folgenbetrachtung“⁸⁷⁰.⁸⁷¹ Insoweit umfasst das Rahmenprogramm der ökonomischen Analyse des Rechts auch die (Beantwortung der) Fragestellung nach der erfolgreichen Erreichung des „(politisch vorgegebenen) Ziel[s] mit den [vom Gesetzgeber] gewählten

862 Siehe *Weigel*, Rechtsökonomik, S. XIII.

863 *Weigel*, Rechtsökonomik, S. XIII.

864 Vgl. exemplarisch *Salje*, Ökonomische Analyse des Rechts aus deutscher Sicht, Rechtstheorie 1984, S. 277 [S. 279 ff.], dort werden auch einzelne Anwendungsmöglichkeiten der ökonomischen Analyse des Rechts aufgezeigt.

865 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 11.

866 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 8].

867 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 8]; siehe zudem *Weigel*, Rechtsökonomik, S. XIII.

868 *Weigel*, Rechtsökonomik, S. XIII.

869 Siehe *Weigel*, Rechtsökonomik, S. XIII, der insoweit vom Forschungsgebietsmittelpunkt spricht.

870 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 8 f.].

871 Siehe *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 8 f.]; siehe ebenso *Eidmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 21.

Mitteln^{872, 873} Folglich wird eine „Realitätskontrolle des Rechts“⁸⁷⁴ angestrebt.⁸⁷⁵

b.) Untersuchungsziel und generelle Eignung der ökonomischen Analyse des Rechts

Im Verlauf der nachfolgenden Untersuchung soll – wie bereits dargelegt – herausgearbeitet und evaluiert werden, ob die im Rahmen des EEG 2012 „als eigenständige Säule [...] aufgebaut[e]“⁸⁷⁶ Direktvermarktung die Marktintegration erneuerbarer Energien erfolgreich herbeiführen kann. Es geht damit um die Beantwortung der vorgenannten, im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts (ebenfalls) aufgeworfenen Fragestellung, ob die im geltenden Recht installierten Mechanismen (hier: die Direktvermarktung inklusive ihrer Förderinstrumente) überhaupt die Zielerreichung (vorliegend: die Marktintegration erneuerbarer Energien) erfolgreich herbeiführen können⁸⁷⁷. Daneben soll lediglich hilfsweise und abgestuft geprüft werden – falls das Vorgenannte nicht der Fall sein sollte –, inwieweit die Direktvermarktung zumindest einen Beitrag zur Marktintegration als gesetzgeberisches Ziel leistet.

Demnach ist die ökonomische Analyse des Rechts generell ein geeigneter Ansatz zur Untersuchung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung.

872 *Salje*, Rechtstheorie 1984, S. 277 [S. 279].

873 *Salje*, Rechtstheorie 1984, S. 277 [S. 279], wobei dieser insoweit jedoch lediglich von einem Versuch der Bewerkestellung spricht, siehe ebenda; dort jeweils auch zu den übrigen Anwendungsbereichen und -möglichkeiten ökonomischen Analyse des Rechts.

874 *Salje*, Rechtstheorie 1984, S. 277 [S. 279].

875 *Salje*, Rechtstheorie 1984, S. 277 [S. 279], wo aber – wie bereits dargelegt – diesbezüglich allein von einem Bewerkestellungsversuch gesprochen wird, siehe ebenda.

876 BR-Drs. 341/11, S. 91.

877 Vgl. unter diesem Aspekt zur ursprünglichen Fragestellung im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts nochmals *Salje*, Rechtstheorie 1984, S. 277 [S. 279].

2. Annahmen, Methoden und Grundbegriffe der ökonomischen Analyse des Rechts als unmittelbare Prüfkriterien

Im Weiteren ist zu prüfen, ob im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts entsprechende Parameter respektive Kriterien vorhanden sind, mit denen der marktintegrative Erfolg der Direktvermarktung unmittelbar gemessen werden kann. Um die vorgenannte Frage zu beantworten, bedarf es einer weitergehenden Beschäftigung mit den im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts anzutreffenden Annahmen und Kriterien. Im unmittelbaren Anschluss an die Darstellung kann jeweils beantwortet werden, inwieweit diese eine unmittelbare Untersuchung der marktintegrativen Wirkung (des Direktvermarktungsinstituts) ermöglichen.

a.) Das Ziel der ökonomischen Effizienz

Wie bereits im Rahmen des Vorangegangenen beschrieben, besteht der elementare Ansatz der ökonomischen Analyse des Rechts in der Verknüpfung normativer Auswirkungen und Resultate „mit den Gedanken der ökonomischen Effizienz“^{878, 879} Es wird insoweit nicht nur eine reine Folgenbetrachtung angestrebt, sondern vor allem anhand des Kriteriums der ökonomischen Effizienz die Evaluation der vorgenannten Folgen bemüht.⁸⁸⁰

aa.) Grundannahme der Mittelknappheit und das Modell des Homo Oeconomicus

Um den Terminus der ökonomischen Effizienz zu durchdringen, ist zunächst zu erläutern, welche Grundannahmen der Wirtschaftswissenschaft im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts herangezogen werden. Dies sind (unter anderem) einerseits die Knappheit der Mittel sowie andererseits das Modell des homo oeconomicus.⁸⁸¹

878 Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 8].

879 Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 8].

880 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 21.

881 Vgl. Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 8]; Steinmetzler, JA 1998, S. 335 [S. 337]; zu den der ökonomischen Analyse des Rechts zugrunde liegenden wirtschaftswissen-

Nach dem Erstgenannten wird im Rahmen der Wirtschaftswissenschaft in jeglichen Gebieten ihrer Anwendung von Knappheit ausgegangen.⁸⁸² Dies hat zur Folge, dass den als in grundsätzlich unbegrenztem Maße angenommenen Bedürfnissen der Menschen lediglich limitierte Mittel beziehungsweise Ressourcen zur Befriedigung ihrer vorgenannten Bedürfnisse gegenüberstehen.⁸⁸³ An diesen Annahmen knüpft dabei das „Verhaltensmodell“⁸⁸⁴ des ‚homo oeconomicus‘ respektive die „REM-Hypothese“⁸⁸⁵ an.⁸⁸⁶

Dieses Modell⁸⁸⁷ beziehungsweise „Menschenbild“⁸⁸⁸ wird auch als „die erste wichtige Säule der ökonomischen Analyse des Rechts“⁸⁸⁹ beschrieben. Es nimmt einen Menschen an, der seinen „eigenen, egoistischen Interessen“⁸⁹⁰ nachgeht und die Zielverfolgung insoweit ausschließlich rationalen Gesichtspunkten unterwirft (sog. „methodologischer Individualismus“⁸⁹¹).⁸⁹² Letzteres bedeutet zugleich, dass er zu keiner Zeit und unter keinen Umständen der Irrationalität verfällt noch irgendwie geartete Sym- oder Antipathien hegt.⁸⁹³

schaftlichen Annahmen und Modellen sei insgesamt ausführlich verwiesen auf Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 57 ff.

882 Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 57; Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

883 Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 57; Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; Steinmetzler, JA 1998, S. 335 [S. 337].

884 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 28; ebenso Englerth, in: Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht, S. 166.

885 Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58; Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

886 Vgl. Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58 f.; Steinmetzler, JA 1998, S. 335 [S. 337].

887 Englerth, in: Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht, S. 166; Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 28.

888 Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

889 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 28.

890 Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58.

891 Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58.

892 Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; Steinmetzler, JA 1998, S. 335 [S. 337]; siehe ausführlich vor allem Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58 ff.

893 Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 62, wobei dort im Nachfolgenden (S. 62 ff.) auf die Nachteile dieses Modells eingegangen wird.

bb.) Ökonomische Effizienz

Ausgehend vom Vorgenannten bedeutet ökonomische Effizienz, dass eine Wirtschaft die ihrerseits verfügbaren limitierten Ressourcen nur derartig nutzt, sodass es zu „ein[em] möglichst hohe[n] Grad an Bedürfnisbefriedigung“⁸⁹⁴ (und damit größtmöglichem „gesellschaftlichen Nutzen“⁸⁹⁵) kommt.⁸⁹⁶ Dies erfordert den Einsatz der zur Verfügung stehenden Mittel „am Ort [...] sozial nützlichste[r] Verwendung“^{897.898} In diesem Zusammenhang besteht das Ziel der Rechtsordnung in einer Normsetzung, die auf eine bestmögliche Ressourcenallokation (Allokationseffizienz) hinwirkt.⁸⁹⁹ Mit dem Grad an Effizienz ist letztlich die gesamtgesellschaftliche Wohlfahrt unmittelbar verknüpft.⁹⁰⁰

cc.) Mangelnde Eignung des ökonomischen Effizienzziels als unmittelbares Untersuchungsparameter

Übertragen auf die zu untersuchende Thematik ergeben sich hieraus jedoch keine unmittelbar anwendbaren Kriterien, anhand derer sich die marktintegrative Wirkung der Direktvermarktung messen lässt.⁹⁰¹ Aus dem Postulat des Einsatzes der Güter „am Ort ihrer sozial nützlichsten Verwendung“⁹⁰² kann höchstens allgemein geschlussfolgert werden, dass die einzusetzenden Fördermittel (Ressourcen) nur im Rahmen des zur

894 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 1.

895 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

896 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 1.

897 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 6; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

898 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 6; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338]; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

899 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

900 Vgl. *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen*, Ökonomische Methoden im Recht, S. 31.

901 Gleichwohl wird das Kriterium der „gesamtwirtschaftlichen Effizienz“ (*Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593]) von der Literatur als Prüfungskriterium bezüglich der Erfolgswirkung der Marktprämie herangezogen, wobei insoweit jedoch eine entsprechende Konkretisierung vorgenommen wird, vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

902 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 6; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

Marktintegration bestgeeignetsten wie auch bestfunktionierenden Systems eingesetzt werden dürfen. Denn nur ein solches kann die mit der Einspeisevergütung herbeigeführten, volkswirtschaftlich nachteiligen Folgen⁹⁰³ abstellen und zur vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien führen, woraus letztlich eine Effizienzsteigerung resultiert (größtmöglicher⁹⁰⁴ „gesellschaftlichen Nutzen“⁹⁰⁵).

Die mangelnde Eignung zur direkten Untersuchung wird auch durch die allgemeine Literatur zur ökonomischen Analyse des Rechts unterstrichen, die im Rahmen des Effizienzziels allgemein konstatiert, dass sich kaum Kriterien entdecken lassen, anhand derer bestimmt werden kann, ab wann – und somit unter welchen Voraussetzungen – eine derartig optimale Ressourcenallokation letztlich überhaupt erreicht wird.⁹⁰⁶

b.) Pareto-Effizienz als Kriterium

Ein solches Kriterium, mittels dessen die Erreichung des vorgenannten allgemeinen Effizienzziels messbar gemacht werden soll, ist das sog. Pareto-Kriterium.⁹⁰⁷ Bei der Betrachtung von zwei sozialen Zuständen wird derjenige Zustand als besser bewertet, wenn er von jedem einzelnen Gesellschaftsmitglied persönlich präferiert wird oder wenn er im Falle der grundsätzlichen Indifferenz der Gesellschaftsmitglieder bei ihrer Wahlentscheidung zumindest von einem einzelnen Mitglied vorgezogen wird.⁹⁰⁸ Als „Pareto-superior“⁹⁰⁹ wird dabei diejenige Situation gegenüber einer anderen beschrieben, bei der eine Nutzenerhöhung (Verbesserung) eines einzelnen Gesellschaftsmitglieds nicht

903 Siehe dazu nochmals ab Abschnitt A.I.3., S. 51 ff.

904 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

905 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

906 So *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338], dort mit Verweis auf *Assmann*, Die Transformationsprobleme des Privatrechts, in: *Assmann / Kirchner / Schanze*, Ökonomische Analyse des Rechts, S. 49; siehe ebenso *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen*, Ökonomische Methoden im Recht, S. 31 f.

907 Vgl. *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen*, Ökonomische Methoden im Recht, S. 31; vgl. zudem *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

908 Siehe *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 24 f.; siehe zudem *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

909 *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen*, Ökonomische Methoden im Recht, S. 32.

automatisch mit der Schlechterstellung eines anderen Gesellschaftsmitglieds verknüpft ist.⁹¹⁰ Es darf also kein Akteur im Situationsvergleich schlechter gestellt sein, während ein anderes Mitglied besser gestellt wird.⁹¹¹ Kann eine Besserstellung eines Gesellschaftsmitglieds nicht (mehr) ohne die gleichzeitige Schlechterstellung eines anderen Gesellschaftsmitglieds realisiert werden, besteht (ein Zustand der) Pareto-Effizienz.⁹¹²

Damit wird unmittelbar deutlich, dass durch das Pareto-Kriterium selbst überhaupt keine eigenen Bedingungen und Voraussetzungen festgesetzt werden, anhand derer die marktintegrative Wirkung messbar ist. Es lässt sich sonach gar kein situativer Vergleich durchführen. Hinzu kommt, dass das Kriterium der Pareto-Effizienz auch aus allgemeiner Sicht als ungeeignet einzustufen ist.⁹¹³ Dies rührt daher, dass – wenn überhaupt – nur eine äußerst geringe Zahl an „Vorhaben“⁹¹⁴ denkbar ist, die keine negativen Konsequenzen auf Seiten irgendeines einzelnen Akteurs (Gesellschaftsmitglieds) herbeiführen würden.⁹¹⁵ Vielmehr führt in der Praxis letzten Endes jedes Vorhaben zu Nachteilen auf irgendeiner Seite – dies ist gerade jeglichen politischen Prozessen immanent.⁹¹⁶ Im Bezug auf das Pareto-Kriterium hat dies zur Folge, dass jedem jeweils benachteiligten Akteur stets ein „Veto-Recht“⁹¹⁷ zusteht respektive eingeräumt wird.⁹¹⁸ Dies zeigt sich auch, soweit man die vorgenannte Situation auf

910 Siehe *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 32.

911 *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 32.

912 *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 32; *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 26; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338]. In diesem Zusammenhang sei noch der Vollständigkeit halber darauf hingewiesen, dass bei einem Zustand, bei dem die Möglichkeit weiterer „Pareto-Verbesserungen“ (*Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 32) in der jeweiligen Situation noch gegeben ist, sog. Pareto-Inferiorität vorliegt, *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 32.

913 So *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

914 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 49.

915 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 49; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

916 Vgl. *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 49; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

917 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 49.

918 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 49; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

jegliche Form von marktintegrativen Instrumenten respektive Fördermechanismen – und letztlich auf das zugrunde liegende Ziel der Marktintegration – überträgt: So wären selbst im (hypothetischen) Fall eines vollständig wirksamen Integrationsinstruments vor allem auf Seiten der Letztverbraucher als Großteil der Gesellschaftsmitglieder zwar Einsparungen bei den ihrerseits über die EEG-Umlage (oder über Steuern etc.) bereitzustellenden Ressourcen zu erwarten. Diesen Positiveffekten stünden jedoch auf Seiten der Anlagenbetreiber immer gewisse Negativa gegenüber, etwa potenzielle Mindereinnahmen gegenüber der Mindestvergütung, welche allein auf Grund des gestiegenen Aufwands der Marktteilnahme entstehen könnten. Damit könnte (trotz der bereits allgemein festgestellten Notwendigkeit⁹¹⁹) weder die Marktintegration noch das hierfür einzusetzende marktintegrative Fördersystem als paretoeffizient bewertet werden. Insgesamt scheidet das Pareto-Kriterium demnach als direkter Untersuchungsmaßstab aus.

c.) Kaldor-Hicks-Kriterium

Zur Bewertung der marktintegrativen Wirkung des Direktvermarktungssystems könnte jedoch das Kaldor-Hicks-Kriterium geeignet sein. Nach diesem wird zwecks Differenzierung der jeweiligen Situation indes nach wie vor das Kriterium des „individuellen Nutzens“⁹²⁰ herangezogen,⁹²¹ gleichwohl unter einer modifizierten und insoweit erweiterten Fragestellung:⁹²² Insofern soll selbst diejenige Veränderung eines Zustandes (1) gegenüber einem anderen Zustand (2) in Komparation gesehen eine Wohlfahrtssteigerung⁹²³ herbeiführen, soweit diese veränderte Situation (2) zu einer Schlechterstellung von einem oder gar mehreren Akteuren führt.⁹²⁴ Hierfür müssen die Vorteile der besserge-

919 Siehe zur Notwendigkeit der Marktintegration erneuerbarer Energien nochmals ab Abschnitt A.I.3., S. 51 ff.

920 *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 33.

921 *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 33.

922 Vgl. *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 33.

923 *Towfigh*, in: *Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht*, S. 33.

924 *Eidenmüller*, *Effizienz als Rechtsprinzip*, S. 51; siehe auch *Schäfer / Ott*, *Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts*, S. 32; *Lieth*, *Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre*, S. 45.

stellten Akteure jedoch von einem derartigen Umfang sein, sodass nicht nur eine (rein hypothetische)⁹²⁵ Kompensation der aufgetanen Nachteile auf Seiten der Schlechtergestellten herbeigeführt werden könnte.⁹²⁶ Vielmehr müsste nach Durchführung der (lediglich gedachten)⁹²⁷ Kompensation auf Seiten der insoweit Bessergestellten („Kompensatoren“) letzten Endes noch ein „Gewinn“⁹²⁸ („Restvorteil“⁹²⁹) verbleiben.⁹³⁰ Die Voraussetzung ist damit nicht nur die Herbeiführung der generellen Kompensationswirkung, sondern gerade auch eine postkompensative Zustandsverbesserung auf Seiten der hypothetisch⁹³¹ Ausgleichenden, sog. „Nettovorteil“^{932, 933}

Das Kaldor-Hicks-Kriterium setzt somit nur einen allgemeinen Rahmen fest, innerhalb dessen die wohlfahrtssteigernde Wirkung jeglicher Maßnahmen untersucht werden soll⁹³⁴. Es wird hingegen nicht festgelegt,

925 *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, S. 45; vgl. auch *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51.

926 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51; so zudem *Towfigh*, in: *Towfigh*, Ökonomische Methoden im Recht, S. 33; siehe zudem *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, S. 45 f.; siehe auch *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

927 *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, S. 45; vgl. zudem *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51.

928 *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

929 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51.

930 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51; siehe zudem *Towfigh*, in: *Towfigh*, Ökonomische Methoden im Recht, S. 33; *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, S. 45 f.; siehe auch *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 338].

931 *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, S. 45; vgl. auch *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51.

932 *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, S. 46.

933 Siehe *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51; *Towfigh*, in: *Towfigh* / Petersen, ökonomische Methoden im Recht, S. 33; *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, S. 45 f.

934 Vgl. *Towfigh*, in: *Towfigh* / Petersen, ökonomische Methoden im Recht, S. 31 ff.; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

wie die Erreichung der Marktintegration erneuerbarer Energien durch ein Fördersystem überhaupt gemessen werden kann. Eine unmittelbare Bewertung der marktintegrativen Wirkung des Direktvermarktungssystems kann also nicht erfolgen. Es ist für die Anwendung dieses Kriteriums vorerst erforderlich, entsprechende Kriterien (eigenständig) zu definieren, um die vorgenannte Messung zu ermöglichen.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass mit dem Kaldor-Hicks-Kriterium jedoch die Notwendigkeit beziehungsweise ‚Effizienz‘ des Ziels vollständiger Marktintegration dargelegt werden kann, wofür aber die vorherige Analyse der einzelnen Vor- und insbesondere Nachteile mangelnder Marktintegration (Besser- sowie Schlechterstellung der jeweiligen Akteure) notwendig ist. Im Rahmen einer Erstbewertung ist davon auszugehen, dass die durch den Entfall des Fördersystems wie auch die Marktintegration insbesondere zu erwartenden Kosteneinsparungen⁹³⁵ sowie die gesteigerte Versorgungssicherheit⁹³⁶ etc. stets genügen, um die auf Seiten der Anlagenbetreiber anzunehmenden Nachteile (potenzielle Mindereinnahmen gegenüber der Mindestvergütung) unter Verbleib eines „Restvorteils“⁹³⁷ auf Seiten der Letztverbraucher als bisheriger ‚Fördersystemträger‘ kompensieren zu können.

d.) Das ökonomische Prinzip

Als Kriterium zur Untersuchung kommt noch das ökonomische Prinzip in Betracht, welches im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts ebenso herangezogen wird.⁹³⁸ Das ökonomische Prinzip, welches auch als Wirtschaftlichkeitsprinzip bezeichnet wird,⁹³⁹ „ist Ausdruck einer

935 Vgl. insoweit zu den bisherigen und sodann entfallenden Kosten durch das Mindestvergütungssystem nochmal ab A.I.3, S. 51 ff.

936 Vgl. insoweit exemplarisch *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET; vgl. zu den Nachteilen des Mindestvergütungssystems nochmal Abschnitt A.I.5, S. 56 f.

937 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 51.

938 Vgl. *Salje*, Rechtstheorie 1984, S. 277 [S. 286 f.].

939 Vgl. *Behrens / Kirspel*, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, S. 57; *Roberts / Mosen* / *Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (V – Z), S. 3425 [‚Wirtschaftlichkeitsprinzip‘].

formalen Rationalität“⁹⁴⁰. Mit diesem wird die Umsetzung jeglichen „wirtschaftlichen Handelns“⁹⁴¹ beschrieben, ⁹⁴² welches auf Grund der zuvor beschriebenen wie auch bestehenden Mittelknappheit gerade erforderlich ist.⁹⁴³ Nach dem ökonomischen Prinzip gilt es den erstrebten Erfolg entweder nach dem Minimalprinzip mit dem „geringstmöglichen Mitteleinsatz“⁹⁴⁴ zu realisieren oder mit den gegebenen beziehungsweise vorhandenen Mitteln den maximal möglichen Erfolg herbeizuführen, sog. Maximalprinzip.⁹⁴⁵ Hierbei ist zu beachten, dass die beiden Teilprinzipie des ökonomischen Prinzips nach ursprünglichem Verständnis⁹⁴⁶ in einem Alternativverhältnis zueinander stehen und sich sonach gegenseitig ausschließen sollten,⁹⁴⁷ sodass lediglich eines der Teilprinzipie zur jeweiligen Anwendung kommen sollte.⁹⁴⁸ Nach dem jedoch inzwischen vertretenen Extremumprinzip als „dritte[.] Ausprägung des ökonomischen Prinzips“⁹⁴⁹ soll „mit einem Minimum an Input [(einzusetzende Ressourcen)] ein Maximum an Output [(Zielerreichung)]“⁹⁵⁰ realisiert werden.⁹⁵¹ Es geht also um eine ganzheitliche „Optimierung ökonomischer Prozesse“⁹⁵².⁹⁵³ Im Mittelpunkt steht damit der optimale Einsatz wirtschaftlich knapper Ressourcen in ‚Reinform‘.⁹⁵⁴

940 Daum / Petzold / Pletke, BWL für Juristen, S. 30.

941 Daum / Petzold / Pletke, BWL für Juristen, S. 30.

942 Daum / Petzold / Pletke, BWL für Juristen, S. 30.

943 Vgl. Daum / Petzold / Pletke, BWL für Juristen, S. 29; vgl. auch Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 61 f., dort auch zu dessen prinzipiellen Grundlagen.

944 Behrens / Kirspel, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, S. 57; Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (V – Z), S. 3425 [‚Wirtschaftlichkeitsprinzip‘].

945 Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (V – Z), S. 3425 [‚Wirtschaftlichkeitsprinzip‘]; Behrens / Kirspel, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, S. 57; siehe auch Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 62 f.

946 Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

947 Vgl. Behrens / Kirspel, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, S. 57; vgl. zugleich Helmstädter, Mikroökonomische Theorie, S. 2; siehe Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

948 Behrens / Kirspel, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, S. 57; vgl. ebenso Helmstädter, Mikroökonomische Theorie, S. 2.

949 Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

950 Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

951 Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

952 Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

953 Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

954 Vgl. Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64.

Angewandt auf das gesetzgeberische Vorhaben der Marktintegration ergeben sich aus dem ökonomischen Prinzip – insgesamt wie auch aus seinen einzelnen Ausprägungsformen – abermals keine unmittelbaren Kriterien, mit denen sich die Erfolgswirkung der Direktvermarktung als marktintegratives Fördersystem letztlich direkt evaluieren lässt.

e.) Kosten-Nutzen-Analyse

Dies gilt auch für das im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts verwandte Kriterium der Kosten-Nutzen-Rechnung⁹⁵⁵, welches letztlich auf dem Kaldor-Hicks-Kriterium gründet.⁹⁵⁶ Nach diesem sollen „staatliche Maßnahmen dann gerechtfertigt [sein], wenn [deren] in Geld bewerteter Gesamtnutzen höher als die in Geld bewerteten Gesamtkosten ist“⁹⁵⁷.⁹⁵⁸ Wie bereits dargelegt, ergab sich auch im Rahmen des Kaldor-Hicks-Kriteriums kein genauer Maßstab, anhand dessen die marktintegrative Wirkung eines Fördersystems gemessen werden kann. Somit kann dieser erst recht nicht im Rahmen dieses Kriteriums in Verhältnis zu den anfallenden Kosten gesetzt werden.

f.) Eignung anderer Kriterien und Ansätze sowie Zwischenergebnis

Die sonstigen im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts anzutreffenden Methoden wie auch die der Neuen Institutionenökonomik kommen ebenso wenig in Betracht. Es werden (auf Grund mangelnder inhaltlicher Einschlägigkeit) keine (unmittelbar) geeigneten Untersuchungsparameter bereitgehalten.⁹⁵⁹

955 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 34; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

956 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 34; siehe zudem *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

957 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 34.

958 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 34; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

959 Zu den Methoden und Ansätzen der ökonomischen Analyse des Rechts wie auch der Institutionenökonomik sei zur Vertiefung verwiesen auf *Richter / Furubotn*, Neue Institutionenökonomik, S. 1 ff., *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 1 ff., *Towfigh / Petersen*, Ökonomische Methoden im

Damit ergeben sich insbesondere aus der ökonomischen Analyse des Rechts keine Kriterien, die eine unmittelbare Messung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung ermöglichen.

III. Mangelnde vollständige Eignung der Ansätze der Literatur

Des Weiteren ist zu konstatieren, dass auch in der Literatur bislang keine vollständige Aufstellung von Prüfkriterien erfolgt ist, die eine ganzheitliche Messung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung ermöglicht. Mit dieser müsste sich nämlich insgesamt bewerten lassen, ob die Direktvermarktung inklusive der ihrerseits implementierten Instrumente dazu führt, dass die Sonderrolle der erneuerbaren Energien derart beseitigt wird, sodass diese in eine Position versetzt werden, in der sie – im Falle rationalen Verhaltens⁹⁶⁰ – schließlich „ohne [jegliche gesetzgeberische Förderung dauerhaft auf dem Strommarkt] bestehen können“⁹⁶¹ (Marktintegration)⁹⁶².

Die bislang in der Literatur vorhandenen Untersuchungen fokussieren sich jedoch ausschließlich auf die Marktprämie.⁹⁶³ Bereits dies spricht gegen eine vollständige Heranziehbarkeit, da vorliegend die gesamte Direktvermarktung in ihrer marktintegrativen Wirkung bewertet werden soll. Darüber hinaus besteht das von der Literatur gesetzte Untersuchungsziel vor allem darin, die allgemeine Erfolgswirkung der Marktprämie insbesondere im Bezug auf eine bedarfsge-
rechtere Erzeugung der erneuerbaren Energien oder bestimmte

Recht, S. 1 ff., Voigt, Institutionenökonomik, S. 1 ff. sowie Weigel, Rechtsökonomik, S. 1 ff. verwiesen.

960 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36.

961 Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 26.

962 Siehe zum Begriff der Marktintegration und dessen Abgrenzung vor allem noch einmal Abschnitt B.VII., S. 148 ff., insb. S. 154 ff.; vgl. bereits Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 26.

963 Vgl. insoweit exemplarisch Lüdemann / Ortman, Hält die Marktprämie was sie verspricht? Eine Analyse anhand aktueller Zahlen, ZNER 2012, S. 325 [S. 325 ff.]; Schomerus / Henkel, Die Marktprämie im EEG 2012 – eine erste Zwischenbilanz, ER 1/12, S. 13 [S. 13 ff.]; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 587 ff.]; Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., Direktvermarktung 2012: Instrument zur Marktintegration erneuerbarer Energien oder Kostentreiber, et 11/2012, S. 29 [S. 31].

Einzelwirkungen zu untersuchen.⁹⁶⁴ Es wird anhand der Prüfung der Literatur grundsätzlich nicht beabsichtigt, die Herbeiführung eines zukünftigen Bestehens der erneuerbaren Energien am Strommarkt frei von jeglicher Förderung direkt oder vollständig zu bewerten.⁹⁶⁵ Dies zeigt sich gerade darin, dass die Prüfung des Erzielsens von Bedarfsgerechtigkeit teilweise ‚lediglich‘ unter systemintegrativen Aspekten erfolgt.⁹⁶⁶

Soweit die Literatur dennoch direkt auf die ‚Marktintegration‘ abstellt, erfolgt die Betrachtung ausgehend von einer anderen, inhaltlich abweichenden Definition und unter einem einzigen Teilaspekt.⁹⁶⁷ Dies kann jedoch nicht genügen. Die Herbeiführung der Marktintegration zeichnet sich vielmehr durch eine Vielzahl von Einzelaspekten und -voraussetzungen aus, wie im Nachfolgenden noch deutlich wird. Dies gilt selbst, soweit man nur auf die reine Förderung – und nicht auf das vollständige Erreichen – der Marktintegration erneuerbarer Energien abstellt. Gegen das vorgenannte Kriterium spricht aber vor allem, dass es primär auf die Marktpremie als Bewertungsmaßstab abzielt und nicht unmittelbar auf die übrigen Instrumente und Verwertungsformen im Rahmen der Direktvermarktung übertragen werden kann.⁹⁶⁸ Es wird nämlich stets von einer unmittelbaren Förderung ausgegangen.⁹⁶⁹ Im Gegenzug dazu erfolgt aber weder in der grünstromprivilegierten noch in der sonstigen Direktvermarktung eine unmittelbare Förderung.⁹⁷⁰ Es ist insofern nicht heranziehbar, um die marktintegrative Wirkung der gesamten Direktvermarktung zu bewerten.

Damit ist festzuhalten, dass die Literatur bislang keine Maßstäbe bereithält, anhand derer die marktintegrative Wirkung der Direktvermarktung vollständig gemessen werden kann. Es lassen sich lediglich

964 Vgl. insoweit exemplarisch *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 325 ff.]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 13 ff.]; dahingegen weiter *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587 ff.].

965 Vgl. exemplarisch *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 325 ff.]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 13 ff.]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587 ff.]; vgl. zu dem Begriff der Marktintegration nochmals B.VII., S. 148 ff., insb. Teilabschnitt B.VII.2.b.), S. 154 f.

966 Vgl. insoweit *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587 ff.]; vgl. zudem *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

967 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587 ff.].

968 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591 ff.].

969 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591 ff.].

970 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.4.d.) und e.), S. 111 ff.

gewisse Ansätze und Einzelkriterien ausmachen, welche vor allem auf die generelle Erfolgswirkung der Marktprämie abzielen.⁹⁷¹ Diese könnten in die Entwicklung und Aufstellung der Parameter entsprechend mit einbezogen werden. Doch auch diesbezüglich gilt es anzumerken, dass diese generell nicht unmittelbar heranziehbar sind, da lediglich Teilaspekte bewertet werden.

IV. Aufstellung und Entwicklung geeigneter Parameter – das ökonomische Prinzip als Primärbasis

1. Notwendigkeit der Entwicklung eigener Parameter

Damit hat sich gezeigt, dass im Rahmen der vorgenannten Methoden und Ansätze keine Kriterien vorhanden sind, mit denen sich vollständig messen lässt, ob das System der Direktvermarktung mit den seinerseits installierten Instrumenten zur Marktintegration der erneuerbaren Energien führt respektive inwieweit es (zumindest) zu ihr beitragen kann. Auf Grund des bestehenden Mangels an vollständig und unmittelbar geeigneten Kriterien ist es folglich notwendig, eigene Kriterien zu entwickeln beziehungsweise aufzustellen, um die marktintegrative Wirkung bewerten zu können.

2. Das ökonomische Prinzip als primäre Ausgangsbasis der Parameterentwicklung

Ausgangsbasis und Ziel der ökonomischen Analyse des Rechts ist – wie dargelegt – das Kriterium der Effizienz.⁹⁷² Dieses muss letzten Endes die relevante Ausgangsbasis zur Parameterentwicklung darstellen.⁹⁷³ Ziel der Parameterentwicklung muss es damit – wie aufgezeigt – sein, dass die für

971 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591 ff.]; ohne ausdrücklich Festlegung von ‚Soll-Kriterien‘ *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.].

972 Siehe nochmals *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 8 f.]; *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 21; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 336 ff., insb. S. 339].

973 Insoweit sei gerade nochmals darauf verwiesen, dass *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593] das Kriterium der „gesamtwirtschaftlichen Effizienz der Stromwirtschaft“ unter anderem als entsprechendes Kriterium neben dem der

das Ziel der Marktintegration zur Verfügung stehenden Mittel „am Ort [...] sozial nützlichste[r] Verwendung“⁹⁷⁴ eingesetzt werden – und somit lediglich im Rahmen eines optimalen Fördersystems.⁹⁷⁵ Hiermit steht das Kriterium des ökonomischen Prinzips in Zusammenhang. Denn nur soweit der gewünschte Erfolg durch das Fördersystem mit dem minimalen Einsatz an Mitteln herbeigeführt respektive mit den zur Verfügung stehenden Mitteln der maximale Fördererfolg realisiert wurde, wird nicht nur dem Wirtschaftlichkeitsprinzip genügt.⁹⁷⁶ Vielmehr wird auch das Kriterium der ökonomischen Effizienz bedient,⁹⁷⁷ insbesondere soweit man von einer wohlfahrtssteigernde Wirkung der Marktintegration erneuerbarer Energien ausgeht.⁹⁷⁸ Im Rahmen eines Fördersystems, welches anhand des ökonomischen Prinzips entwickelt wurde, werden keine zur Verfügung stehenden Ressourcen ‚verschwendet‘ und damit falsch alloziert. Dies bedeutet wiederum, dass auch die Parameterentwicklung primär vom ökonomischen Prinzip ausgehen muss. Mit anderen Worten müssen die zu entwickelnden Parameter sicherstellen, dass im Falle ihrer vollständigen Erfüllung im Rahmen des marktintegrativen Prozesses auch vollständig dem Wirtschaftlichkeitsprinzip genügt wird. Sodann käme es zur bestmöglichen Ressourcenverwendung.⁹⁷⁹ Dies hätte letztlich die vorgenannte ökonomische Effizienz zur Folge.

3. Konkretisierung des ökonomischen Prinzips auf das Minimalprinzip

Bei der Entwicklung und Aufstellung der Parameter anhand des ökonomischen Prinzips ist nicht nur das Extremumprinzip, sondern vor allem das Minimalprinzip von Bedeutung. Dies rührt daher, dass vom Gesetzgeber

„Effektivität“ (Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 588 und S. 592]) zur Untersuchung heranziehen und sodann entsprechend konkretisieren.

974 Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 6; Burow, JuS 1993, S. 8 [S. 9].

975 Siehe nochmals Abschnitt C.II.2.a.)cc.), S. 168 f.

976 Vgl. Gabler, Wirtschaftslexikon, S. 3425 [‚Wirtschaftlichkeitsprinzip‘]; Behrens / Kirspe, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, S. 57; Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 62 f.; siehe vor allem nochmals Abschnitt C.II.2.d.), S. 173 f.

977 Vgl. dazu allgemein Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 56.

978 Siehe dazu nochmals kurz Abschnitt C.II.2.c.), S. 171 ff.

979 Vgl. Töpfer, Betriebswirtschaftslehre, S. 64; Schäfer / Ott, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59.

eine vollständige Zielerreichung (Erfolgseintritt der Marktintegration erneuerbarer Energien) angestrebt wird. Letzteres wird besonders daran deutlich, dass der Gesetzgeber im Rahmen der Gesetzesbegründung stets nur von der „Marktintegration der erneuerbaren Energien“⁹⁸⁰ als Zielsetzung spricht, sowie dass die Energiewende hin zum „regenerative[n] Zeitalter“⁹⁸¹ erfolgreich vollzogen werden solle.⁹⁸² Des Weiteren ist die vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien – wie oben bereits aufgezeigt⁹⁸³ – eine entscheidende Grundbedingung für die erfolgreiche Energiewende. Es steht also ein fest zu erreichendes Ziel (vollständiger Erfolgseintritt) im Vordergrund. Dies wird erst recht deutlich, soweit man berücksichtigt, dass der Gesetzgeber (ursprünglich) im Wege des Einsatzes jeglicher Fördermaßnahmen im Kontext des EEG bislang grundsätzlich keine Begrenzung und Beschränkung der einzusetzenden staatlichen wie auch volkswirtschaftlichen (Finanz-)Mittel vorgesehen hat.⁹⁸⁴ Lediglich im Rahmen der Förderung von solarer Strahlungsenergie ist ein erster entsprechender Deckel implementiert worden.⁹⁸⁵ Demgemäß gilt im Kontext der Förderung erneuerbarer Energien – und damit erst Recht im Wege der Marktintegration – grundsätzlich das Prinzip vollständiger Zielerreichung. Zwar ist eine teilweise Zielerreichung infolgedessen ebenso gewollt – aber nur als

980 BR-Drs. 341/11, S. 1.

981 BR-Drs. 341/11, S. 1.

982 Vgl. insgesamt BR-Drs. 341/11, S. 1 ff.

983 Siehe insofern nochmals Abschnitt A.I., S. 47 ff.

984 Vgl. unter anderem BR-Drs. 341/11, S. 1 ff.; in jüngster Zeit ergaben sich gleichwohl erste Bestrebungen nach einer sog. „Strompreisebremse“ (*Mihm*, Altmaier und Rösler einig bei Strompreissicherung, FAZ.NET) beziehungsweise „Strompreissicherung“ (*Mihm*, Altmaier und Rösler einig bei Strompreissicherung, FAZ.NET), mit welcher die EEG-Umlage für einen bestimmten Zeitraum ‚eingefroren‘ werden sollte, siehe hierzu *Mihm*, Altmaier und Rösler einig bei Strompreissicherung, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/energiewende-altmaier-und-roesler-einig-bei-strompreissicherung-12080097.html> (zuletzt abgerufen am: 1.3.2013); siehe ebenfalls: *BMU / BMWi*, Energiewende sichern – Kosten begrenzen, Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, S. 1 ff., abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/20130213_Eckpunktepapier_Strompreissicherung_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.3.2013.).

985 Siehe dazu ausführlich von *Oppen / Groß*, Nach dem EEG ist vor dem EEG – Die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen nach der PV-Novelle 2012, ZNER 2012, S. 347 [S. 347 ff.].

notwendiges Durchgangsstadium im Rahmen der Marktintegration und Energiewende. Folglich ist bei der Parameterherleitung wie auch der sich daran anschließenden Untersuchung primär das Minimalprinzip heranzuziehen.

4. Ergänzende Verwendung sonstiger Kriterien

Neben dem ökonomischen Prinzip als primärer Ausgangspunkt können ergänzend – soweit inhaltlich zutreffend – auch die vorgenannten Ansätze etc. in die Parameterentwicklung und -aufstellung respektive spätere Prüfung mit einfließen. Damit ist es vor allem möglich, die bisherigen Ergebnisse (insbesondere im Rahmen der Parameterherleitung) zu unterstreichen.

5. Exkurs: Die Verwendung des Effizienzbegriffs im rechtswissenschaftlichen Kontext

Für ein weitergehendes begriffliches Verständnis vom Effizienzbegriff sei darauf verwiesen, dass in der Rechtswissenschaft diesbezüglich weder ein absolut einheitliches noch ein zwingendes Begriffsverständnis vorherrscht.⁹⁸⁶ Es mangelt insoweit an einem „eigenständigen Effizienzbegriff“^{987, 988} Gleichwohl wird im allgemeinjuristischen Sprachgebrauch unter dem vorgenannten Terminus der Effizienz grundsätzlich (allein) die Einhaltung des ökonomischen Prinzips verstanden, und somit die Erzielung einer optimalen „Zweck/Mittel-Relation“^{989, 990} Dies hat zur Folge, dass der ökonomische Effizienzbegriff inhaltlich weiter ist als der vorgenannte rechtswissenschaftlich geprägte Effizienzbegriff.⁹⁹¹ Soweit im Nachfolgenden allgemein von ‚Effizienz‘ gesprochen wird, ist der Begriff der juristischen Effizienz nach dem ökonomischen Prinzip⁹⁹²

986 Vgl. Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55.

987 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55.

988 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55.

989 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55.

990 Siehe Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55.

991 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 56.

992 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55.

gemeint. Sollte dies nicht der Fall sein, wird ausdrücklich der Terminus der ‚ökonomischen Effizienz‘ genannt.

In diesem Kontext sei zudem darauf hingewiesen, dass auch im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts das Kriterium der Effizienz i.S.d. optimalen „Zweck-Mittel-Verhältnisses[es]“⁹⁹³ „üblich“⁹⁹⁴ ist.⁹⁹⁵ Dies bestätigt dementsprechend die generelle Eignung dieses Kriteriums als Untersuchungsgrundlage.

6. Effizienz als Prüfungskriterium in der Literatur

Dass sich die ‚juristische Effizienz‘ respektive das Wirtschaftlichkeitsprinzip als Grundlage zur Parameterherleitung eignet, wird auch mittelbar durch die Literatur⁹⁹⁶ zur Marktprämie unterstrichen. Insoweit wird das Kriterium der „gesamtwirtschaftlichen Effizienz“⁹⁹⁷ als unmittelbar eigenständiges Prüfungskriterium direkt herangezogen, wobei es (auch dort) – wie bereits dargelegt – einer anschließenden inhaltlichen Ausfüllung bedarf.⁹⁹⁸ Gegenstand der Untersuchung der Literatur war insoweit die „Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz der Strombereitstellung“⁹⁹⁹.¹⁰⁰⁰

V. Grundsätzlicher Aufbau und Gliederung der Parameter

Primär ausgehend vom ökonomischen Prinzip ist nun die ‚eigentliche‘ Herleitung und Aufstellung der Parameter durchzuführen, mit denen der marktintegrative Erfolg eines marktintegrativen Fördersystems gemessen werden soll.

993 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 16.

994 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 16.

995 So *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 16.

996 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

997 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

998 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593]; vgl. zudem ebenda [S. 588].

999 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

1000 Siehe *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

1. Universelle Ausgestaltung der Parameter

Bevor im Nachfolgenden auf den weiteren Aufbau und den notwendigen Inhalt der zu entwickelnden Prüfungsparameter eingegangen wird, sind zunächst noch weitere Anforderungen an die festzusetzenden Kriterien voranzustellen. Insofern sollten die heranzuziehenden Parameter nicht zu systemspeziell festgesetzt werden. Sie dürften nicht allein eine Messung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung als zweiten Förder- wie auch Verwertungsweg ermöglichen. Vielmehr sollten sie eine derart universelle Ausgestaltung aufweisen, dass sie auch auf andere, alternative Fördersysteme Anwendung finden können.¹⁰⁰¹ Die Parameter müssen also auch in dem Fall anwendbar bleiben, in dem sich der Gesetzgeber für einen weiteren Förder- und Verwertungsweg ergänzend oder anstelle der Direktvermarktung entscheidet respektive sogar das gesamte EEG konzeptionell reformiert. Nur bei einer derartigen Parameterausgestaltung besteht die Möglichkeit andere Fördermechanismen vergleichend heranzuziehen, um die einzelnen Stärken und Schwächen des jeweiligen Förderansatzes herauszuarbeiten.¹⁰⁰²

2. Unterteilung in allgemeine und besondere Parameter

Damit ein Fördersystem den Anforderungen des vom ökonomischen Prinzip allgemein angeordneten optimalen Ressourceneinsatzes¹⁰⁰³ gerecht wird, ist es nicht nur notwendig, dass es die ‚eigentlichen‘ förder-systematischen Ziele erreicht (besondere Zielsetzung – hier: die Marktintegration erneuerbarer Energien). Es muss vielmehr auch einen

1001 Aus den vorgenannten Gründen wird im Rahmen der Herleitung und Entwicklung der Parameter statt des Begriffes der Direktvermarktung (zweiter Förder- und Verwertungsweg) nur allgemein von ‚Fördersystem‘ gesprochen. Der Begriff des Fördersystems soll in diesem Zusammenhang primär – jedoch nicht ausschließlich – als Synonym für den zweiten Förder- und Verwertungsweg der Direktvermarktung verwandt werden.

1002 Sonach könnten auch die Lücken und Mängel eines bestehenden Fördersystems durch komparative Betrachtung geschlossen werden. Es können mehrere Fördersysteme zusammengeführt und deren positive Effekte im Rahmen eines Hybridsystems gebündelt werden.

1003 Siehe *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 64; siehe dazu vor allem nochmals C.II.2.d.), S. 173 sowie C.IV.2 und 3, S.178 f.

allgemeinen Rahmen schaffen, innerhalb dessen die vorgenannte besondere Zielsetzung überhaupt sichergestellt wird („generelle Funktion des Fördersystems“). Denn ohne eine derartige fördersystematische Umgebung kann das Fördersystem seine besonderen Ziele kaum realisieren. Um beide Bereiche untersuchen zu können, ist eine Aufteilung in allgemeine und besondere Parameter erforderlich. Damit wird gewährleistet, dass die jeweiligen Ebenen (allgemeine Fördersystemausgestaltung sowie Herbeiführung marktintegrativer Effekte i.e.S.) unter dem weitestmöglichen Ausschluss von Wechselwirkungen analysiert werden können. Insofern sind zwischen den jeweiligen Parametern bereits von vornherein entsprechende Wechselwirkungen respektive Interdependenzen zu erwarten.¹⁰⁰⁴

VI. Allgemeine Parameter

Um die marktintegrative Wirkung eines Fördersystems zu evaluieren, sind – wie aufgezeigt – auf Basis des ökonomischen Prinzips zunächst allgemeine Parameter festzulegen. Mit diesen soll untersucht werden, ob das Fördersystem (überhaupt) allgemeinen Anforderungen genügt, die grundsätzlich an jedes – durch den Gesetzgeber eingesetzte oder einzusetzende – Fördersystem zu stellen sind. Die Parameter nehmen demnach eine Benchmarkfunktion ein. Hält ein Fördersystem (insbesondere auf Grund seiner im Gesetz gefundenen Ausgestaltung) dieser ersten, allgemeinen Überprüfung nicht stand, so steht bereits der generelle Erfolg des Fördersystems in Frage. Konkretisiert auf die Marktintegration bedeutet dies: Wenn das Fördersystem (Direktvermarktung) bereits in diesem Abschnitt eklatante Mängel und Schwachpunkte offenbart, ist das Erreichen des besonderen Ziels (Marktintegration) – wenn überhaupt – nur schwer und unter hohem Aufwand möglich. Folglich blieben auch die jeweils eingesetzten Ressourcen schlechtestenfalls vollkommen ineffektlos. Es läge sodann jeweils ein Verstoß gegen das ökonomische Prinzip vor, an welchem das Fördersystem insofern zu messen ist.

1004 Siehe allein zu den Interdependenzen im Rahmen der allgemeinen Parameter Abschnitt C.VI.8., S. 210.

Die allgemeinen Parameter überprüfen demnach das Grundgerüst für den letztlichsten Erfolg oder Misserfolg des eingesetzten Fördermechanismus.

1. Heranziehbarkeit der Anforderungen der Theorie der Wirtschaftspolitik?

Bevor primär ausgehend vom ökonomischen Prinzip Kriterien aufgestellt und entwickelt werden können, ist noch zu konstatieren, dass auch in der Theorie der Wirtschaftspolitik¹⁰⁰⁵ keine direkt heranziehbaren und insoweit geeigneten Kriterien entdeckt werden konnten, anhand derer allein die allgemeinen Grundbedingungen eines marktintegrativen Fördersystems unmittelbar und vollständig messbar gemacht werden können. Mit der „wirtschaftspolitische[n] Kosten-Nutzen-Analyse“¹⁰⁰⁶ ließ sich lediglich ein entsprechendes „Kriteri[um] für den Mitteleinsatz“¹⁰⁰⁷ aufbauen. Insoweit handelt es sich bei der „wirtschaftspolitische[n] Kosten-Nutzen-Analyse“¹⁰⁰⁸ um nichts anderes als die wirtschaftspolitische Umsetzung des ökonomischen Prinzips.¹⁰⁰⁹ Es geht bei der wirtschaftspolitischen Problemlösung um die Identifikation der denkbaren Instrumente mit dem „höchsten Nettonutzen“.¹⁰¹⁰ Hierbei wird unter anderem auch auf die „Dosierung“¹⁰¹¹ wie auch „Dosierbarkeit der [anwendbaren] Mittel“¹⁰¹² aus wirtschaftspolitischer Sicht abgestellt.¹⁰¹³ Die insoweit anzutreffenden Kriterien bieten aber keinen unmittelbaren Zugriff als Parameter zur vollumfänglichen Bewertung des allgemeinen Erfolgs von Fördersystemen. Vielmehr ist eine eigenständige Herleitung entsprechender Parameter erforderlich, bei der die vorgenannten Kenntnisse gegebenenfalls mit einfließen können.

1005 Zur Theorie der Wirtschaftspolitik sei ausführlich verwiesen auf *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 1 ff.

1006 *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 313.

1007 *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 307.

1008 *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 313.

1009 Vgl. zur „wirtschaftspolitische[n] Kosten-Nutzen-Analyse“ allgemein *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 313 f.

1010 *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 313 ff.

1011 *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 315.

1012 *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 316.

1013 Siehe *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 315 ff.

Damit ist nicht nur das ökonomische Prinzip der ökonomischen Analyse des Rechts (weiterhin) der primäre methodische Ausgangspunkt der Parameterherleitung; ebenso ist das Bedürfnis einer eigenen Parameterherleitung ausgehend von diesem Prinzip nochmals unterstrichen worden.

2. Allgemeiner Parameter: Die Nutzung eines Fördersystems als zwingende Erfolgsbedingung und Resultat gesetzgeberischer Anreizsetzung

a.) Die Nutzung des Fördersystems als Funktionsvoraussetzung

Um dem ökonomischen Prinzip zu genügen, muss das Fördersystem den gesetzten Erfolg der Marktintegration erneuerbarer Energien mit dem geringstmöglichen Ressourceneinsatz herbeiführen und damit einen bestmöglichen Ressourceneinsatz sicherstellen.¹⁰¹⁴ Dies bedeutet zugleich, dass die im Rahmen des Fördersystems einzusetzenden Ressourcen überhaupt einen Fördererfolg herbeiführen müssen. Ausgangsbedingung jeglicher Erfolgsherbeiführung durch das Fördersystem ist dessen Anwendung. Das Fördersystem muss erst einmal von den jeweiligen Adressaten (hier: EE-Anlagenbetreiber) genutzt werden, damit es irgendwie geartete Effekte (auf die Akteure respektive im Kontext der Marktintegration erneuerbarer Energien) hervorrufen kann.¹⁰¹⁵ Die Fördersystemnutzung ist demnach eine *Conditio sine qua non* im Rahmen der Kausalkette, welche letztlich im Erfolg (oder Misserfolg¹⁰¹⁶) des jeweiligen Fördersystems endet. Das ‚Ob‘ der Nutzung stellt demnach den

1014 Vgl. allgemein zum ökonomischen Prinzip nochmals *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (V – Z), S. 3425 [„Wirtschaftlichkeitsprinzip“]; *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 62 ff. sowie *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff. sowie auch Abschnitt C.II.2.d.), S. 173 f.

1015 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591 f.], wo anhand der auftretenden Nutzung Rückschlüsse auf die insgesamten Wirkungsgrad („Effektivität“ (*Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593])) des Fördersystems gezogen werden.

1016 Soweit keine Nutzung stattfindet, kann es demnach auch zu keiner Fehlsteuerung kommen.

ersten allgemeinen (Teil-)Parameter zur Untersuchung der Herbeiführung des marktintegrativen Erfolgs durch ein Fördersystem dar.¹⁰¹⁷

b.) Die Nutzung eines Fördersystem als Ergebnis gesetzgeberischer Anreizsetzung

aa.) Gesetzgeberische Anreizsetzung als fördersystematische Erfolgsbedingung

Damit eine Nutzung des Fördersystems überhaupt stattfindet, bedarf es in der Praxis grundsätzlich einer entsprechenden Anreizsetzung.¹⁰¹⁸ Dies rührt daher, dass die jeweiligen Anlagenbetreiber als *homines oeconomici* nicht altruistischen Motiven unterworfen sind und somit die Marktintegration als volkswirtschaftlich relevantes Ziel verfolgen, sondern lediglich ihren wirtschaftlichen Eigeninteressen der Gewinnmaximierung nachgehen („methodologischer Individualismus“¹⁰¹⁹).¹⁰²⁰ Dies wird auch durch die Annahmen aus dem Bereich der wirtschaftswissenschaftlichen Organisationstheorie unterstrichen.¹⁰²¹ Im Rahmen der insoweit vertretenen Anreiz-Beitrags-Theorie wird davon ausgegangen, dass „die [jeweiligen] Individuen durch [die Setzung entsprechender] Anreize zur

1017 Die Nutzung des jeweiligen Fördersystems wird bereits von der Literatur als Grundlage für die Untersuchung herangezogen, jedoch eher als Grundlage für eine konkrete Analyse (besonderer Fördererfolg) oder Einzelzielsetzung anstatt als Ausgangspunkt der Bewertung des allgemeinen Erfolgs eines Fördersystems, vgl. exemplarisch *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 20].

1018 Vgl. dazu bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591], wobei diese jedoch auf die Dimension der allgemeinen „Steigerung der Direktvermarktung“ (ebenda) abstellen und lediglich mittelbar auf eine entsprechende Anreizsetzung.

1019 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58.

1020 Vgl. *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58 f., dort ausführlich zu diesem Handlungsmodell; *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (F – H), S. 1430 [„homo oeconomicus“]; vgl. zudem *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 337]; siehe vor allem nochmals Abschnitt C.II.2.a.)aa.), S. 166 f.

1021 Vgl. *Berger / Bernhard-Mehlich*, in: *Kieser / Ebers*, Organisationstheorien, S. 172 ff.

Teilnahme [an einer Organisation]¹⁰²² bewegt werden.¹⁰²³ Insofern würden „Individuen [...] nur so lange Beiträge [leisten], wie sie die gebotenen Anreize als mindestens gleich groß oder größer als ihre [eigenen] Beiträge wahrnehmen“¹⁰²⁴.¹⁰²⁵ Ziel einer Organisation muss es schließlich sein, ein entsprechendes Gleichgewicht zwischen den jeweiligen Beiträgen und Anreizen („Befriedigung und Belastung“¹⁰²⁶) herbeizuführen, um das eigene Bestehen zu gewährleisten.¹⁰²⁷

Im Rahmen eines Fördersystems besteht die Anreizsetzung – wie bereits der Wortlaut unmittelbar nahelegt – in einer irgendwie gearteten Förderung.¹⁰²⁸ Diese muss nach den vorgenannten Kriterien derart ausgestaltet sein, dass sie dem jeweiligen Adressaten einen höheren Nutzen ermöglicht, als er ihn ohne Teilnahme am Fördersystem erzielen könnte. Nur soweit eine entsprechende (qualitative und / oder quantitative) Anreizsetzung seitens des Gesetzgebers stattfindet, ist auch eine Nutzung des Fördersystems zu erwarten. Dies gilt vor allem unter dem Aspekt derjenigen freien Kräfte des Marktes, die einer derartigen Lenkungswirkung entgegenstehen können.

1022 *Berger / Bernhard-Mehlich*, in: Kieser / Ebers, *Organisationstheorien*, S. 172.

1023 *Berger / Bernhard-Mehlich*, in: Kieser / Ebers, *Organisationstheorien*, S. 172, dort m.w.N.; siehe insoweit *Simon / Smithburg / Thompson*, *Public Administration*, S. 381 (f.) zitiert nach *March / Simon*, *Organizations*, S. 84; *Simon*, *Models of Man*, S. 172.

1024 *Berger / Bernhard-Mehlich*, in: Kieser / Ebers, *Organisationstheorien*, S. 172.

1025 *Berger / Bernhard-Mehlich*, in: Kieser / Ebers, *Organisationstheorien*, S. 172; siehe insoweit *Simon / Smithburg / Thompson*, *Public Administration*, S. 381 (f.) zitiert nach *March / Simon*, *Organizations*, S. 84.

1026 *Berger / Bernhard-Mehlich*, in: Kieser / Ebers, *Organisationstheorien*, S. 173.

1027 Vgl. *Berger / Bernhard-Mehlich*, in: Kieser / Ebers, *Organisationstheorien*, S. 172 f., dort m.w.N.

1028 Derartige Anreize können dabei auf unterschiedlichste Art und Weise gesetzt werden, zum Beispiel in Form von steuerlichen Vorteilen oder unmittelbarer Ausschüttung von Geld- oder Sachmitteln, vgl. *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, Einleitung Rn. 85 ff.; *Weigt*, *Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union*, S. 21 f. sowie *Schneider*, in: *Schneider / Theobald*, *Recht der Energiewirtschaft*, § 21 Rn. 21 Abbildung 4.

bb.) Notwendigkeit der Anreizsetzung?

Eine Anreizsetzung scheint auf den ersten Blick dann nicht erforderlich, soweit das Fördersystem eine pflichtweise Inanspruchnahme vorsieht. Sind die Adressaten nämlich zur Nutzung des Fördersystems gezwungen, kann eine implementierte Anreizsetzung grundsätzlich keinen unmittelbaren Effekt herbeiführen, sodass grundsätzlich ein Verstoß gegen das ökonomische Prinzip droht. Insgesamt ist damit zu untersuchen, ob die jeweilige Anreizsetzung vorliegend überhaupt notwendig ist.

In diesem Kontext sei bereits jetzt darauf hingewiesen, dass selbst im Rahmen eines pflichtweise ausgestalteten Fördersystems die Notwendigkeit einer entsprechenden Anreizsetzung bestehen kann, damit die Akteure zukünftig auch in entsprechende Erzeugungsanlagen investieren. Ohne Bestand entsprechender Anlagen kann demnach auch keine (zukünftige) Fördersystemnutzung erfolgen. Im Rahmen der pflichtweisen Nutzung eines Fördersystems setzt die Anreizsetzung damit zu einem weiter vorgelagerten Zeitpunkt an.

cc.) Ökonomisches Prinzip als doppelte Basis

Demnach steht die Anreizsetzung in doppelter Beziehung zum ökonomischen Prinzip. Einerseits ist das ökonomische Prinzip die Grundlage dieses Parameters, da eine entsprechende Anreizsetzung den Fördersystemerfolg, und damit einen bestmöglichen Ressourceneinsatz im Rahmen des Fördersystems,¹⁰²⁹ bedingt. Zum anderen ist die Anreizsetzung selbst am ökonomischen Prinzip zu messen, sodass die jeweils einzusetzenden Ressourcen die größtmögliche respektive bestmögliche Fördersystemwahrnehmung herbeiführen müssen¹⁰³⁰.

1029 Vgl. allgemein zum ökonomischen Prinzip *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 64 sowie *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff.

1030 Vgl. allgemein zum ökonomischen Prinzip *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 62 ff.; *Daum / Petzold / Pletke*, BWL für Juristen, S. 31 f.; *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; siehe dazu vor allem auch nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff.

dd.) Evaluation der Anreizsetzung

Um die Anreizsetzung nach den Vorgaben des ökonomischen Prinzips zu evaluieren, sind die eingesetzten Anreizmechanismen in Relation zur tatsächlichen festgestellten Nutzung des Fördersystems zu stellen.¹⁰³¹ Aus der tatsächlichen Nutzung lassen sich Rückschlüsse auf die Qualität der Anreizsetzung ziehen.¹⁰³² Soweit eine attraktive Anreizsetzung durch den Gesetzgeber gelungen ist, wird damit grundsätzlich eine entsprechend starke und hohe Nutzung einhergehen.¹⁰³³ In der umgekehrten Konstellation wird ein entsprechendes Nutzungsdefizit zu verzeichnen sein. Etwaige Reflexwirkungen und Zufälligkeiten sind dabei aus der Untersuchung auszublenden. Daraus ergibt sich ein erstes Bild über die (juristische) Gesamteffizienz des Fördersystems.

c.) Die Nutzungsbetrachtung als Analysegrundlage

Über den allgemeinen Fördersystemerfolg („Ob“ der Nutzung) hinaus lassen sich aus der Nutzungsbetrachtung auch weitere Rückschlüsse ziehen (etwa über die Fördersystemnutzer und deren Charakteristika¹⁰³⁴, die jeweilige Instrumentennutzung, die zukünftige Fördersystemnutzung¹⁰³⁵ etc.), um die marktintegrative Wirkung des eingesetzten Fördersystems weitergehend zu bewerten.¹⁰³⁶

1031 So wird in der Literatur ein Rückschluss auf die „Effektivität“ (Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]) des Fördersystems aus der generellen Nutzung gezogen, wobei dort jedoch nur auf die generelle Expansion der Direktvermarktung abgestellt wird, siehe Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 591 f., insb. S. 592]; vgl. zudem Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 36, welche die generelle Attraktivität eines Fördersystems anhand seiner Nutzung bewerten.

1032 Vgl. Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 591].

1033 Vgl. bereits Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 36.

1034 Zu den Faktoren der Erzeugungsart (Anlagentypus), Anlagengröße etc. siehe ausführlich Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

1035 Zur Fördersystemnutzungsdauer und dem damit zusammenhängenden Faktor der Nachhaltigkeit siehe Abschnitt. C.VI.5., S. 199 f.

1036 Eine derartige Heranziehung der Nutzungszahlen findet bereits in der Literatur statt, vgl. dazu exemplarisch Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 591] sowie Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.].

d.) Zwischenergebnis

Um den Anforderungen des ökonomischen Prinzips an ein marktintegratives Fördersystem zu genügen, muss ein Fördersystem damit unter anderem folgende Anforderungen (Parameter) erfüllen.

- Grundsätzlich Nutzung des jeweiligen Fördersystems als Gesamterfolgsbedingung
- Anreizsetzung durch das Fördersystem, deren Notwendigkeit und qualitative Bewertung anhand der Fördersystemnutzungsrelation

e.) Kausalkette des Fördersystemerfolgs

Abschließend sei in diesem Kontext die Kausalkette im Rahmen eines optimalen Fördersystems dargelegt:

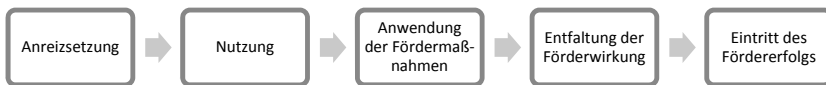


Abbildung 2: Kausalkette Fördersystem (stark vereinfachte Darstellung)

3. Allgemeiner Parameter: Vermeidung überkomplexer Systeme

Im unmittelbaren Zusammenhang mit dem Nutzungserfolg sowie der entsprechenden Anreizsetzung steht das Kriterium (Parameter) der Vermeidung überkomplexer (Förder-)Systeme. Insoweit ist der Gesetzgeber nicht nur im Rahmen des generellen verfassungsrechtlichen Klarheits- sowie Bestimmtheitsgebots zur Einfachheit und Klarheit der Normen angehalten.¹⁰³⁷ Vielmehr muss er im Interesse der bestmöglichen Nutzung – und damit Effektivität – des einzusetzenden Fördersystems für eine rechtlich wie auch tatsächlich möglichst einfache, gut strukturierte und systematische Ausgestaltung Sorge tragen.¹⁰³⁸ Denn je einfacher und

1037 Zum Klarheits- und Bestimmtheitsgebot siehe insoweit allgemein *Grzeszick*, in: Maunz / Dürig, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 53 ff.; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 7 Rn. 37.

1038 Vgl. insoweit *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13, abrufbar unter: http://www.smart-renewables.de/fileadmin/archiv/vortraege/SR11_Utermöhlen_BDEW_Smart_Renewables_

klarer die Ausgestaltung des Mechanismus und (damit auch) dessen Normierung ausfällt,¹⁰³⁹ desto leichter und schneller kann sich der jeweilige Adressat mit dem Fördersystem auseinandersetzen. Gleiches gilt für die instrumentelle Konzeption.

Dies ist vor allem von Bedeutung, soweit man nicht auf das im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts herangezogene¹⁰⁴⁰ Modell des homo oeconomicus abstellt (Kompetenz vollständig rationalen Verhaltens, „Nutzenmaximierung“¹⁰⁴¹ beziehungsweise „Gewinnmaximierung“¹⁰⁴², vollständige Information bezüglich aller Wahlmöglichkeiten und deren jeweiligen Folgen)¹⁰⁴³, sondern das im Rahmen der Neuen Institutionenökonomik vertretene Modell der „beschränkte[n] Rationalität“¹⁰⁴⁴ heranzieht.¹⁰⁴⁵ Nach dem letztgenannten „Konzept“¹⁰⁴⁶ wird auf Seiten der Akteure unter anderem von mangelnder Allwissenheit und Problemen bei der Informationsverarbeitung ausgegangen („eingeschränkte Rationa-

22-02-2011.pdf (zuletzt abgerufen am: 22.11.2013) der allgemein ein „Verständliches, umsetzbares System für alle Beteiligten“ (ebenda, auf die Hervorhebung im Original wurde verzichtet) fordert. Dort wird jedoch nicht nur auf die Anlagenbetreiber als ‚Integranden‘, sondern ebenfalls auf die Netzbetreiber und Händler abgestellt, vgl. ebenda.

1039 Diesbezüglich ist zu attestieren, dass zwischen dem Komplexitätsgrad des zu implementierenden Instruments und dessen juristischer Umsetzung (Normierung) grundsätzlich ein Zusammenhang besteht. Mit gesteigerten Komplexitätsgrad des Instruments steigt damit auch die juristische Komplexität (der Normierung) an.

1040 Vgl. Richter / Furubotn, Neue Institutionenökonomik, S. 4, wobei insoweit jedoch lediglich von „vollkommener individueller Rationalität“ (ebenda) abgestellt wird; siehe vor allem Abschnitt C.II.2.a.)aa.), S. 166 f.

1041 Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (F – H), S. 1430 [‚homo oeconomicus‘].

1042 Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (F – H), S. 1430 [‚homo oeconomicus‘].

1043 Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (F – H), S. 1430 [‚homo oeconomicus‘]; siehe zudem Voigt, Institutionenökonomik, S. 22 f.; siehe dazu auch nochmals Abschnitt C.II.2.a.)aa.), S. 166 f.

1044 Voigt, Institutionenökonomik, S. 22.

1045 Vgl. Voigt, Institutionenökonomik, S. 22 f.; Richter / Furubotn, Neue Institutionenökonomik, S. 2 ff. [insb. S. 4 f.].

1046 Voigt, Institutionenökonomik, S. 23.

lität“¹⁰⁴⁷ nach *Simon*)¹⁰⁴⁸.¹⁰⁴⁹ Insofern wird auch auf Grund der Tatsache, dass „das Komplexitätsniveau aller Entscheider beschränkt ist, [...] dafür [plädiert], Regeln so einfach wie möglich zu formulieren“¹⁰⁵⁰.¹⁰⁵¹

Wird das vorgenannte Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme also nicht berücksichtigt, wäre der ‚Zugang‘¹⁰⁵² zum Fördersystem entsprechend verschlechtert (‚Hemmniswirkung‘).¹⁰⁵³ Es bedürfte wiederum einer erhöhten Anreizsetzung zur Erzielung der gleichen Nutzung. Dies bedeutet, dass mit der Vermeidung überkomplexer Systeme (einfache, attraktive Ausgestaltung des Fördersystems) zugleich mittelbare Anreize zur Nutzung des Fördersystems gesetzt werden. Damit kann das Fördersystem nur dann dem Kriterium der (juristischen) Effizienz im Sinne des ökonomischen Prinzips genügen, soweit es das Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme erfüllt.

4. Allgemeiner Parameter: Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems

Damit das Fördersystem dem Wirtschaftlichkeitsprinzip genügt und zu einer geringst- beziehungsweise bestmöglichen Ressourcenverwendung führt,¹⁰⁵⁴ muss es auch dessen Funktionsfähigkeit erhalten.

1047 *Simon*, *Models of Man*, S.198, wo dies im Originaltext als „bounded rationality“ (ebenda) beschrieben wird; übersetzt von *Richter / Furubotn*, *Neue Institutionenökonomik*, S. 5.

1048 *Simon*, *Models of Man*, S. 198; *Richter / Furubotn*, *Neue Institutionenökonomik*, S. 5.

1049 Siehe *Richter / Furubotn*, *Neue Institutionenökonomik*, S. 4 f.

1050 *Voigt*, *Institutionenökonomik*, S. 221.

1051 *Voigt*, *Institutionenökonomik*, S. 221.

1052 Unter Zugang soll folglich nicht der Zugang von Willenserklärungen (vgl. insb. § 130 Abs.1 S.1 BGB) verstanden werden, sondern vielmehr der Prozess von der Auseinandersetzung mit dem Fördersystem durch den Adressaten bis zur erfolgreichen Mittelausschüttung (Fördermittelerteilung).

1053 Dies gilt erst Recht auch unter dem Aspekt, dass jegliches Recht auf Grund seiner regulatorischen Anforderungen respektive Rechtsfolgen per se schon eine allgemeine Marktschranke darstellen kann, vgl. *Roberts / Mosena / Winter*, *Gabler Wirtschaftslexikon* (P – Sk), S. 2391 [‚potenzieller Wettbewerb‘].

1054 Vgl. allgemein zum ökonomischen Prinzip nochmals *Roberts / Mosena / Winter*, *Gabler Wirtschaftslexikon* (V – Z), S. 3425 [‚Wirtschaftlichkeitsprinzip‘]; *Töpfer*, *Betriebswirtschaftslehre*, S. 62 ff. sowie *Schäfer / Ott*, *Lehrbuch der*

a.) Allgemeiner (Teil-)Parameter: Vermeidung von (kurzzeitigen)
Mitnahmeeffekten

Dass eine Erhaltung der Funktionsfähigkeit im Rahmen eines Fördersystems von Bedeutung ist, zeigt sich unmittelbar, soweit man nochmals die Verhaltensweisen der jeweiligen Akteure (Fördersystemadressaten) als *homines oeconomici* betrachtet. Diese gehen keinen altruistischen Zielen nach.¹⁰⁵⁵ Vielmehr verfolgen sie allein ihre eigenen Ziele (nach den Grundsätzen der Rationalität).¹⁰⁵⁶ Demnach werden diese das Fördersystem auch nur so lange in Anspruch nehmen, soweit es für sie lukrativ ist und sich rentiert.¹⁰⁵⁷

Exkurs: Mitnahmeeffekte bei zulässiger sowie nicht regulierter
Direktvermarktung

Ein derartiges Verhalten ließ sich in der Historie des EEG beobachten, bevor die Direktvermarktung mit § 17 EEG 2009 erstmals einer entsprechenden, wenn auch nur rudimentären¹⁰⁵⁸ Regulierung unterworfen wurde.¹⁰⁵⁹ Die sich auf Grund der mangelnden Regulierung ergebende Zulässigkeit¹⁰⁶⁰ der Direktvermarktung führte

ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; siehe dazu allgemein nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff.

1055 Vgl. *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 337].

1056 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 337]; siehe zudem Abschnitt C.II.2.a.)aa.), S. 166 f.

1057 Vgl. insoweit *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 2 und Rn. 4; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 12 f. und § 33d Rn. 5.

1058 BT-Drs. 341/11, S. 91; *Valentin*, Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom im Überblick, REE 2012, S. 11 [S. 11]; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 10. Hiernach wird die Regelung des § 17 EEG 2009 als „erster Versuch“ (ebenda) beschrieben, wobei die „gesetzgeberische Kreativität“ (ebenda) auf ein Minimum an Regelung reduziert war, ebenda.

1059 Vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4 f.; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 1; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 4 f.].

1060 So *Held / Altrock*, Freier Markt für Strom aus erneuerbarer Energie, E&M 4/2004, S. 16 [S. 16]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*,

dazu, dass die Anlagenbetreiber immer nur dann das Mindestvergütungssystem zwecks Direktvermarktung (kurzfristig) verließen, soweit die am Markt erzielbaren Preise den jeweiligen Mindestvergütungssatz übertrafen.¹⁰⁶¹ Ansonsten verblieben sie auf Grund der grundsätzlich höheren Vergütungssätze im Mindestvergütungssystem.¹⁰⁶² Dieses auch als „Rosinenpicken“¹⁰⁶³ beschriebene Verhalten¹⁰⁶⁴ führte letztlich dazu, dass „die Fördereffizienz des EEG [abnahm], da Risiken sozialisiert und Chancen privatisiert w[u]rden“^{1065, 1066}

Um die „Fördereffizienz“¹⁰⁶⁷ des einzusetzenden (marktintegrativen) Fördersystems zu gewährleisten – und damit dem ökonomischen Prinzip im Wege eines bestmöglichen Ressourceneinsatzes zu genügen –¹⁰⁶⁸, darf ein Fördersystem sonach keine Mitnahmeeffekte zulassen.¹⁰⁶⁹ Insoweit

-
- EEG, § 17 Rn. 2 und Rn. 4; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 13 und Rn. 28; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.
- 1061 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 1; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 2 und vor allem Rn. 4, wobei diese lediglich auf die generelle Rentabilität des Wechsels in die (unregulierte) ‚Direktvermarktung‘ abstellen.
- 1062 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 1; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 2 und insb. Rn. 4; vgl. zudem *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 4 f.]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 5; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143.
- 1063 *BMU*, Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), S. 144, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.11.2013); ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.
- 1064 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.
- 1065 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143.
- 1066 Siehe *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143 f.; vgl. *Sellmann*, in: *Reshöft*, EEG, § 17 Rn. 6.
- 1067 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143.
- 1068 Vgl. allgemein zum ökonomischen Prinzip nochmals anstatt vieler *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 64; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff.
- 1069 Bereits in der Literatur wird die generelle Entstehung von Mitnahmeeffekten geprüft, wobei dort jedoch weder ein eigenes Prüfungsparameter aufgestellt noch auf die gesetzgeberische Ausgestaltung abgestellt, sondern allein auf die

treten derartige Mitnahmeeffekte (vor allem) bei kurzzeitiger Nutzung des jeweiligen Fördersystems auf (insb. „Rosinenpicken“¹⁰⁷⁰).¹⁰⁷¹ Eine derartig kurzzeitige Nutzung ist daher mittels geeigneter gesetzgeberischer Maßnahmen dementsprechend zu unterbinden. Dies bedeutet zugleich, dass es grundsätzlich zu einer langfristigen Nutzung des Fördersystems kommen muss. Auf das Letztgenannte ist jedoch erst im Anschluss an die Funktionsfähigkeitserhaltung einzugehen.¹⁰⁷²

b.) Allgemeiner (Teil-)Parameter: Effektive Missbrauchs- und Fehlgebrauchsvermeidung

aa.) Verhaltensweise und „Normverständnis“¹⁰⁷³ des homo oeconomicus

Damit ein Fördersystem funktionsfähig bleibt – und somit dem ökonomischen Prinzip genügt –, kann nicht allein die Vermeidung von Mitnahmeeffekten ausreichen. Dies wird vor allem deutlich, soweit man das Modell des homo oeconomicus berücksichtigt. Bisher wurde vor allem dessen „rein rational[e]“¹⁰⁷⁴ Verhaltensweise¹⁰⁷⁵ hervorgehoben. Aus Sicht des Adressaten ist die Teilnahme am Fördersystem und die Erfüllung der hiermit zusammenhängenden Tatbestandsvoraussetzungen und Pflichten lediglich Mittel zum Zweck der Erlangung der jeweiligen Förderung. Der auszuschüttenden Förderung wohnt also (unter anderem)¹⁰⁷⁶ die aufgezeigte Anreizfunktion inne.

Tatsache deren Entstehens eingegangen wird, vgl. exemplarisch *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

1070 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

1071 Vgl. insoweit nochmals *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

1072 Siehe dazu Abschnitt C.VI.5., S. 199 f., insb. Abschnitt C.VI.5.b.), S. 199.

1073 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 34.

1074 *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 337].

1075 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58; *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [S. 337]; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9]; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.II.2.a.)aa.), S. 166 f.

1076 Hauptziel des Fördermitteleinsatzes ist die Erreichung des Förderziels, wobei die Anreizsetzung etc. insoweit lediglich ein ‚Mittel zum Zweck‘ darstellt.

In diesem Zusammenhang ist ebenso das „Normverständnis des homo oeconomicus“¹⁰⁷⁷ zu beachten. Nach diesem fasst der Akteur als homo oeconomicus jegliche rechtliche Regelungen nur dann als „Handlungsrestriktionen“¹⁰⁷⁸ auf, soweit deren Nichteinhaltung mit (der Auslösung) einer entsprechenden Sanktion verknüpft ist.¹⁰⁷⁹ Das generelle Bestehen sowie die Schwere der (jeweils vorgesehenen) Sanktion steht demnach mit dem Maß an „Verbindlichkeit“¹⁰⁸⁰ in unmittelbarem Zusammenhang.¹⁰⁸¹ Je härter und umfangreicher die vorgesehene Sanktion ausgestaltet ist, desto größer ist der Grad an „Handlungsrestriktion“¹⁰⁸² („Verteuerung“).¹⁰⁸³ Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass Vorschriften ohne ‚schützende‘ Sanktionen für den jeweiligen Akteur insgesamt ohne jegliche Bedeutung sind (Möglichkeit des ‚kostenfreien Verstoßes‘).¹⁰⁸⁴ Dabei ist gerade die generelle Möglichkeit des Opportunismus („Verfolgung des Eigeninteresses unter Zuhilfenahme von List“¹⁰⁸⁵) als Verhaltensvariante zu berücksichtigen.¹⁰⁸⁶

bb.) Notwendigkeit der Missbrauchs- und Fehlgebrauchsvermeidung

Setzt man mit dem zuvor Ausgeführten in Zusammenhang, dass die jeweilige Festsetzung von Fördervoraussetzungen (Tatbestandsvoraussetzungen, Pflichten etc.) durch den Gesetzgeber zur grundsätzlich minimalbeziehungsweise bestmöglichen Verwendung der einzusetzenden

1077 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 34.

1078 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 35.

1079 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 35.

1080 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 34.

1081 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 34.

1082 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 35.

1083 Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 35.

1084 So im Endeffekt Eidenmüller, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 34 f., der im Falle eines Sanktionsmangels vor allem von einer Existenz der Vorschriften „nur auf dem Papier“ (ebenda) spricht, welche sich nicht auf den Vorgang der „Entscheidungsfindung“ (ebenda) auswirke, ebenda.

1085 Williamson, Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus, S. 34; so letztlich zitiert bei Richter / Furubotn, Neue Institutionenökonomik, S. 6.

1086 Vgl. allgemein zur Annahme von Opportunismus Richter / Furubotn, Neue Institutionenökonomik, S. 5 f.

Ressourcen nach dem ökonomischen Prinzip führen sollen,¹⁰⁸⁷ so wird dieses Zweck-Mittel-Verhältnis¹⁰⁸⁸ ab dem Moment nachhaltig gestört, ab dem sich ein Marktteilnehmer vorsätzlich (im Wege der egoistischen Interessenverfolgung¹⁰⁸⁹) über die festgesetzten Fördervoraussetzungen hinwegzusetzen versucht beziehungsweise hinwegsetzt (‚Missbrauch‘).¹⁰⁹⁰ Gleiches gilt für die fahrlässige Nichteinhaltung der Fördervoraussetzungen (‚Fehlgebrauch‘). Damit ein (marktintegratives) Fördersystem dem ökonomischen Prinzip genügt, ist demgemäß die Einhaltung seiner Voraussetzungen und Pflichten durch die jeweiligen Adressaten zwingende Voraussetzung. Es muss dem Miss- wie auch Fehlgebrauch – und damit dem „Normverständnis des homo oeconomicus“¹⁰⁹¹ – mittels spürbarer Sanktionsmechanismen entgegentreten.¹⁰⁹²

cc.) Zwischenergebnis und weitere Anmerkungen

Aus dem ökonomischen Prinzip ergeben sich demnach folgende weitere Anforderungen (Parameter) an ein marktintegratives Fördersystem, welche die Funktionsfähigkeit des Fördersystems sicherstellen:

- Vermeidung von Mitnahmeeffekten
- Vermeidung von Miss- wie auch Fehlgebrauch

1087 Vgl. allgemein zum ökonomischen Prinzip nochmals *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (V – Z), S. 3425 [‚Wirtschaftlichkeitsprinzip‘]; *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 62 ff. sowie *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff.

1088 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59.

1089 *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 58.

1090 Folglich ist nicht nur allgemeine Konzeption des Fördermechanismus und dessen Umsetzung als ‚innerer Faktor‘ für die Wirtschaftlichkeit und den Gesamterfolg des Fördersystems entscheidend, sondern ebenso ‚externe Faktoren‘ (‚Umwelt des Fördersystems‘).

1091 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 34.

1092 Vgl. dazu jetzt bereits *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 11 ff. sowie § 33d Rn. 12 und § 33g Rn. 21; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384 ff.]; BR-Drs. 341/11, S. 156 ff.

5. Allgemeiner Parameter: Nachhaltigkeit als Gesamtziel

a.) Nachhaltigkeit als Extrakt des Wirtschaftlichkeitsprinzips

Damit das Fördersystem den gewünschten Erfolg (der Marktintegration erneuerbarer Energien) unter Wahrung des ökonomischen Prinzips herbeiführen kann, muss es nicht nur Mitnahmeeffekte vermeiden und somit jegliche Formen lediglich kurzfristiger Nutzung des Fördersystems unterbinden. Es muss erst recht sicherstellen, dass die seinerseits hervorgerufenen Effekte dem Kriterium der Nachhaltigkeit genügen.¹⁰⁹³ Sie dürfen also nicht unmittelbar nach dem Ende der Nutzung (respektive der Abschaffung des Fördersystems) wieder entfallen; sie müssen vielmehr dauerhaft anhalten. Ansonsten läge auf Grund des gegenwertlosen Fördermitteleinsatzes ein Verstoß gegen das Wirtschaftlichkeitsprinzip vor. Insgesamt ist der Parameter der Nachhaltigkeit damit eine ‚unmittelbare Konsequenz‘ des ökonomischen Prinzips.

b.) Langfristige Nutzung als Nachhaltigkeitsbedingung

Um das Förderziel vollständiger Marktintegration erneuerbarer Energien nachhaltig – und somit vollständig – zu erreichen, ist es nicht nur von Bedeutung, dass das Fördersystem überhaupt irgendwie geartete marktintegrative Effekte hervorruft. Es muss wie aufgezeigt insbesondere dem Entstehen von Mitnahmeeffekten entgegentreten, also eine lediglich vorübergehende wie auch kurzfristige Nutzung verhindern. Daraus folgt zugleich, dass das Fördersystem insgesamt durchgehend bis zur (vollständigen) Erfolgserreichung genutzt werden muss. Die langfristige Nutzung ist damit eine grundlegende Bedingung jeglicher Nachhaltigkeit. Ansonsten werden die Effekte mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht weiter anhalten und nicht nachhaltig sein. Insbesondere wäre somit die

1093 Vgl. bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 595], welche im Rahmen ihrer Ausführungen auf das Kriterium der Nachhaltigkeit abstellen; vgl. zudem *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 2, der einen „[n]achhaltige[n] Ausbau der erneuerbaren Energien und erhöhte Akzeptanz“ (ebenda) anscheinend als Ziel der Marktintegration erneuerbarer Energien ansetzt.

dauerhafte Marktteilnahme¹⁰⁹⁴ gefährdet. Eine generelle Nutzung des Fördersystems – wie sie eingangs im Rahmen des ersten allgemeinen Parameters postuliert wurde – genügt demnach nicht.

c.) Zwischenergebnis und weitere Anmerkungen

Abschließend ist zum Nachhaltigkeitsparameter anzumerken, dass vor allem das Kriterium der Vermeidung von Mitnahmeeffekten sowie das der langfristigen Nutzung (in Kombination mit den übrigen, teilweise noch zu erarbeitenden Parametern) dazu dienen, die Bewertung der Nachhaltigkeit des Fördersystems vorzubereiten respektive insgesamt zu ermöglichen. Die Nachhaltigkeit bildet insofern ein Gesamtkriterium zur Bewertung aller durch das Fördersystem hervorgerufenen Effekte. Somit kann erst nach Prüfung der übrigen erfolgsbedingenden Parameter abschließend evaluiert werden, ob und inwieweit die durch das Fördersystem hervorgerufenen Positiveffekte nach Einstellen der Förderung bestehen bleiben (Nachhaltigkeit).

Insgesamt ergaben sich aus dem ökonomischen Prinzip folgende weitere Parameter:

- Langfristige Nutzung des Fördersystems
- Nachhaltigkeit der durch das Fördersystem hervorgerufenen Effekte

6. Allgemeiner Parameter: (Selbst-)Lernfähigkeit des Fördersystems

Um dem ökonomischen Prinzip zu genügen, muss das Fördersystem ebenso lernfähig sein und sich auf das anzutreffende Förderumfeld und dessen Veränderungen einstellen (können).

a.) Gründe und Notwendigkeit der (Selbst-)Lernfähigkeit eines Fördersystems

Die zwingende Notwendigkeit der (Selbst-)Lernfähigkeit eines marktbezogenen Fördersystems ergibt sich dabei aus zwei Gegebenheiten, aus

1094 Siehe zur Marktteilnahme sogleich Abschnitt C.VII.2., S. 212 ff.

welchen zugleich die jeweiligen Prüfkriterien (Teilparameter) zu entwickeln sind.

aa.) Konzeption jedes Fördersystems als Ist-Soll-Zustandskomparation

Der Ausgangsgedanke hinter jedem Fördersystem ist ein Ist-Soll-Zustandsvergleich. Es wird die vorherrschende Ist-Situation (Ausgangssituation¹⁰⁹⁵) analysiert (Problemerkennung¹⁰⁹⁶) und gleichzeitig ein Soll-Zustand (Zielsituation¹⁰⁹⁷) festgelegt. Aus dem anschließenden Vergleich dieser zwei Zustände (und den jeweiligen Abweichungen) ergibt sich der vom Fördersystem zu leistende Änderungsbedarf. Bevor insoweit der eigentliche Vergleich erfolgen kann, ist die Zielsituation jedoch entsprechend zu definieren.

bb.) Der Markt als dynamisches Gebilde

Diesem komparativen Ansatz steht in der Praxis gegenüber, dass der Markt kein statisches Gebilde ist und nicht permanent in einem Zustand verweilt.¹⁰⁹⁸ Vielmehr ist der Markt „von seiner Entstehung bis zu seinem Endzustand verschiedenen Marktphasen [...] [unterworfen]“^{1099, 1100} Die sich hiernach ergebenden Stadien eines Marktes lassen sich wie folgt in

1095 Die Ausgangssituation ist vorliegend die Stellung der erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt und die insofern stattfindende gesetzliche Förderung. Siehe dazu nochmals Abschnitt A.I.2., S. 49 f. und Abschnitt B.IV.2., S. 72 ff. sowie Abschnitt A.I.4., S. 54 ff. sowie Abschnitt B.VII.2.a.), S. 151 ff.

1096 Das bestehende Problem ist insofern die mangelnde Marktintegration der erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt und deren bestehende ‚Sonderrolle‘, siehe dazu nochmals Abschnitt A.I.4., S. 54 ff. sowie Abschnitt B.VII.2.a.), S. 151 ff.

1097 Die zu erreichende Zielsituation ist vorliegend die vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien.

1098 Vgl. *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L-O), S. 2028 [‚Marktphase‘]; *Heuss*, Allgemeine Markttheorie, S. 15 ff.

1099 *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L-O), S. 2028 [‚Marktphase‘].

1100 *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L-O), S. 2028 [‚Marktphase‘]; siehe ausführlich *Heuss*, Allgemeine Markttheorie, S. 15 ff.

„Experimentierungsphase“¹¹⁰¹, „Expansionsphase“¹¹⁰², „Ausreifungsphase“¹¹⁰³ sowie die „Stagnations- und Rückbildungsphase“¹¹⁰⁴ einteilen.¹¹⁰⁵ Mit den einzelnen Phasen variieren die jeweils vorherrschenden Bedingungen von Angebot und Nachfrage.¹¹⁰⁶

cc.) Notwendigkeit der steten Anpassung des Fördersystems an die jeweiligen Marktstadien

Übertragen auf ein Fördersystem folgt daraus die Notwendigkeit, dass dieses den Markt nicht statisch erfassen darf. Es darf nicht nur auf die Ausgangssituation während der Fördersystementwicklung wie auch -einführung und die insoweit vorherrschende einzelne Marktphase ausgerichtet sein. Vielmehr muss es die gesamte marktwirtschaftliche Entwicklung (im Förderverlauf) berücksichtigen (Assimilation an die Markt- und Förderumgebung). Es muss damit auch auf die jeweils attestierbaren Fördererfolge wie auch -misserfolge reagieren (können). Das Fördersystem hat damit insgesamt eine (Selbst)Lernfähigkeit aufzuweisen.

1101 Heuss, Allgemeine Markttheorie, S. 16; diese wird auch als „Einführungsphase“ (Olten, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 62) benannt.

1102 Heuss, Allgemeine Markttheorie, S. 16.

1103 Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (L-O), S. 2028 [„Marktphase“].

1104 Aberle, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 23.

1105 Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (L-O), S. 2028 [„Marktphase“]; Olten, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 62; siehe Heuss, Allgemeine Markttheorie, S. 15 ff. sowie Aberle, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 22 f.

1106 Siehe Roberts / Mosena / Winter, Gabler Wirtschaftslexikon (L-O), S. 2028 [„Marktphase“]; ausführlich zum Marktphasenschema ist auf dessen Begründer Ernst Heuss zu verweisen, Heuss, Allgemeine Markttheorie, S. 14 ff.; eine zusammenfassende, kompaktere Darstellung findet sich bei Aberle, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 22 f.

Weist ein Fördersystem diese vorgenannten Eigenschaften nicht auf, drohen entweder Überförderung¹¹⁰⁷, Unterförderung¹¹⁰⁸ oder sonstige Fehlförderung¹¹⁰⁹. Jede der vorgenannten Konstellationen (Über-, Unter- oder Fehlförderung) führt nämlich zu einer suboptimalen oder gar vollkommen effektlosen Verwendung der einzusetzenden Ressourcen, sodass jeweils ein Verstoß gegen das ökonomische Prinzip vorläge.¹¹¹⁰ Dies unterstreicht insgesamt die Notwendigkeit der Selbstlernfähigkeit eines Fördersystems. Eine derartige Notwendigkeit ergibt sich ebenfalls unter dem Gesichtspunkt, dass jeglicher Einsatz ungeeigneter oder falsch dosierter Fördermittel zu Verzerrungen des Marktes und eklatanten Markt(struktur)veränderungen führen kann, beispielsweise Mono- oder Oligopolbildungen.

b.) Voraussetzungen der (Selbst-)Lernfähigkeit eines Fördersystems

Das einzusetzende Fördersystem muss über vier grundlegende Eigenschaften verfügen, um dem Kriterium der Selbstlernfähigkeit zu genügen. Diese sollen im Nachfolgenden entwickelt respektive dargestellt werden.

1107 Eine Überförderung tritt dabei insbesondere ein, wenn die Förderung zu hoch angesetzt ist und / oder zu lange stattfindet. Sie hat dabei letztlich zur Konsequenz, dass die jeweiligen Adressaten ihrer Rolle als ‚Förderbedürftige‘ entwachsen und entsprechende Marktverzerrungen auf Seiten der ungeforderten Teilnehmer auftreten.

1108 Eine Unterförderung tritt beispielsweise dann auf, soweit ein nicht ausreichend wirkungsvoller Mechanismus eingesetzt wird und dieser auf Seiten der Akteure keine oder nicht ausreichende Effekte hervorruft. Gleiches gilt ebenfalls, soweit ein grundsätzlich wirkungsvoller Mechanismus in unzureichendem Rahmen eingesetzt wird, v.a. zu geringe Fördermittelbemessung, vgl. insoweit auch allgemein *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 317 ff. zu „Fehldosierungen“ (ebenda) von eingesetzten Mitteln im Rahmen der Wirtschaftspolitik; insofern wird in dieser Forschungsrichtung die Dosierbarkeit des eingesetzten Mittels als Bewertungskriterium herangezogen, siehe *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 315 ff.

1109 Eine Fehlförderung ist hingegen bei einem vollkommen wirkungslosen beziehungsweise ungeeigneten Instrumenteneinsatz zu verzeichnen.

1110 Vgl. zum ökonomischen Prinzip allgemein *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 64 sowie *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; vgl. vor allem nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff.

aa.) Evaluation und Evaluationsfähigkeit (Teilparameter)

Damit das Fördersystem überhaupt Selbstlernerffekte aufweisen und insofern auf die eintretenden Veränderungen der Fördersituation reagieren kann, ist eine stetig stattfindende Evaluation erforderlich.¹¹¹¹ Im Fördersystem müssen Mechanismen implementiert sein, mit denen sich der eintretende Förderfortschritt in bestimmten Intervallen immer wieder mit dem Ziel bestmöglicher Genauigkeit bewerten lässt (vorgenannter Ist-Soll-Zustandsvergleich). Hieraus folgt der jeweilige Anpassungsbedarf, welcher eine entsprechende Variation der Fördermittelmengenaus-schüttung oder gar einen vollkommenen Instrumentenwechsel nach sich ziehen kann.¹¹¹²

Der Einsatz entsprechender Evaluationsmechanismen kann wiederum nur zum Erfolg führen, soweit das eingesetzte Fördersystem (selbst) überhaupt evaluationsfähig ist. Es muss folglich eine bestmögliche Evaluationsfähigkeit aufweisen, die eine vollumfängliche Bewertung der Förderfortschritte und Erfolge wie auch der zusammenhängenden Nutzung des Fördersystems etc. ermöglicht. Insoweit ist die Festlegung von Evaluationskriterien wünschenswert.

bb.) Generelle Anpassungsfähigkeit des Fördersystems als Grundlage jeglicher (Selbst)Lernfähigkeit (Teilparameter)

Damit eine durchgeführte Evaluation zu einer erfolgreichen Veränderung des Fördersystems – und damit zu Selbstlernerffekten – führt, müssen dieses und die seinerseits verwandten Instrumente überhaupt dem

1111 Vgl. auch *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 362 ff., wonach „Erfolgskontrollen“ (ebenda, S. 362) gerade im Rahmen „wirtschaftspolitische[r] Planung“ (ebenda, S. 362) herangezogen werden.

1112 Ein solcher Instrumentenwechsel ist insbesondere dann erforderlich, wenn das jeweilige Förderinstrument nur für einen gewissen Förderabschnitt (Förderphase) vorgesehen ist, zum Beispiel lediglich einen Ersteffekt als Fördereinstieg bewirken soll und / oder kann. In diesem Kontext kann die Mindestvergütung bereits aus jetziger Sicht lediglich als Vorbereitung für spätere marktintegrative Maßnahmen angesehen werden, um „die erneuerbaren Energien aus ihrem Nischendasein herauszuführen“ (*Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 325]) beziehungsweise „ihrem früheren Nischenmarkt entwachsen [zu lassen]“ (*Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380]).

Kriterium der Anpassungsfähigkeit genügen.¹¹¹³ Denn soweit die verwandten Instrumente respektive das Fördersystem an sich nicht gezielt angepasst oder gar vollkommen ausgetauscht werden können (Anpassungsfähigkeit), kann auch keine Anpassung an den eingetretenen Fördererfolg und -fortschritt erfolgen. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass bei mangelndem Fördererfolg und fehlerhaften Instrumenten ansonsten auch keine Korrektur (Substitution der Instrumente) erfolgen könnte. Für die (Selbst-)Lernfähigkeit eines Fördersystems ist daher die Anpassungsfähigkeit eine zwingende Teilvoraussetzung.

cc.) Unmittelbarkeit der Anpassungsfähigkeit des Fördersystems

Im Rahmen der Anpassungsfähigkeit muss das Fördersystem gleichzeitig dem Kriterium der ‚Unmittelbarkeit‘ genügen und eine entsprechende Reaktionsfähigkeit aufweisen. Die vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten des Fördersystems müssen somit eine zeitnahe Umsetzung des im Rahmen der Evaluation festgestellten Änderungs- und Anpassungsbedarfs ermöglichen. Ansonsten besteht wiederum die Gefahr von Über-, Unter- wie auch sonstigen Fehlförderungen, indem sich die Ausgangsbedingungen am Förderumfeld zwischenzeitig verändern können (negative Verschiebung und Auseinanderfallen von Markt- und Förderphasen).¹¹¹⁴ In diesem Kontext ist bereits anzumerken, dass eine Anpassung des Fördersystems im Rahmen des regulären Gesetzgebungsverfahrens nicht dem Unmittelbarkeitskriterium genügt. Innerhalb dessen ist – je nach der jeweiligen politischen Brisanz und thematischen Aktualität – regelmäßig ein Auftreten umfangreicher Verzögerungen zu erwarten, sodass es der Anpassung an Reaktionsschnelligkeit mangelt.

1113 Vgl. auch *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 316, wo im Rahmen der Wirtschaftspolitik insoweit auch auf die „Dosierbarkeit der Mittel“ (ebenda) abgestellt wird; vgl. zudem *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 173, welcher kurz auf die Anpassungsfähigkeit der Förderung – allerdings im Rahmen seines Modellvorschlags – eingeht.

1114 Vgl. dazu insgesamt auch *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, S. 319 zum Problem zeitlicher Verzögerungen im Rahmen der Wirtschaftspolitik.

c.) Zwischenergebnis

Um dem ökonomischen Prinzip zu genügen, muss das jeweilige Fördersystem auch die vorgenannte Selbstlernfähigkeit aufweisen. Diese liegt vor, wenn folgende Teilkriterien (kumulativ) erfüllt sind:

- Grundsätzlich Anpassungsfähigkeit des Fördersystems
- Unmittelbarkeit der vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten
- Stetige Durchführung einer Evaluation im Rahmen des Fördersystems
- Evaluationsfähigkeit des Fördersystems

7. Allgemeiner Parameter: Kostengünstigkeit und Gesamteffizienz

Im Vorhinein wurden bereits mehrere Parameter bestimmt, welche den grundsätzlichen sowie allgemeinen Erfolg eines (marktintegrativen) Fördersystems sicherstellen sollen. Als Ausgangsbasis der Parameterherleitung diene jeweils das ökonomische Prinzip.

a.) Die Kosten-Nutzen-Relation zwecks Messung der Einhaltung des ökonomischen Prinzips

Um nicht nur abstrakt, sondern auch konkret bewerten zu können, ob das eingesetzte Fördersystem dem ökonomischen Prinzip genügt, können nicht nur die vorgenannten entwickelten allgemeinen (sowie die nachfolgend noch zu entwickelnden besonderen) Kriterien herangezogen werden. Ebenso ist zu berücksichtigen, welcher Mitteleinsatz (‚Kosten‘) tatsächlich im Rahmen des Fördersystems anfällt.¹¹¹⁵ Denn aus der Relation der tatsächlich eingesetzten Mittel (‚Kosten‘) zu dem durch das Fördersystem zu verzeichnenden marktintegrativen Nutzen (‚marktintegrative Wirkung‘) lässt sich im Rahmen einer entsprechenden Kosten-

1115 Bereits in der Literatur wird der Aspekt der Kostenentstehung herangezogen beziehungsweise betrachtet, vgl. exemplarisch *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593 f.], dort jedoch unter dem Aspekt der Gesamteffizienz aus und unter anderem aus systemintegrativen Aspekten; vgl. zudem *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333] sowie *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14 ff.].

Nutzen-Analyse noch einmal¹¹¹⁶ „zahlenscharf“ aufzeigen, ob die Fördermittel (insbesondere) im juristischen Sinne¹¹¹⁷ insgesamt effizient eingesetzt worden sind respektive eingesetzt werden.¹¹¹⁸

b.) Kostenbetrachtung als Ausgangslage sowie relevante Kosten

Um eine derartige Analyse des Kosten-Nutzen-Verhältnisses durchzuführen, sind die Faktoren Nutzen (marktintegrative Wirkung des Fördersystems) und Kosten vorab getrennt voneinander zu untersuchen. Erst wenn eine derartige separate Untersuchung erfolgt ist, können sie in Relation zueinander gesetzt werden. Der Faktor der Kosten ist also zunächst separat zu untersuchen. Unter dem Begriff der Kosten sollen hierbei – anders als in der Betriebswirtschaft¹¹¹⁹ – diejenigen finanziellen Aufwendungen verstanden werden, die beim Einsatz des Fördersystems

1116 Grundsätzlich sollen die einzelnen (bisher herausgekehrten wie auch noch herauszukehrenden) Parameter insgesamt die Einhaltung des ökonomischen Prinzips sicherstellen. Da diese jedoch die tatsächlich anfallenden Kosten lediglich mittelbar berücksichtigen, ist eine entsprechend unmittelbar-konkrete Beschäftigung mit diesen zur Verifikation respektive zum Unterstreichen der vorgenannten Ergebnisse (mittels der Kosten-Nutzen-Analyse) ebenso angezeigt.

1117 Zum juristischen Verständnis des Effizienzbegriffs siehe ausdrücklich noch einmal Abschnitt C.IV.5, S. 181 f.

1118 Vgl. allgemein zum Zweck-Mittel-Verhältnis und den Zusammenhang zum ökonomischen Prinzip *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55; *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; sowie nochmals Abschnitt C.IV.2, S. 178 f. wie auch Abschnitt C.II.2.d.), S. 173 f.; vgl. zudem zur ökonomischen Effizienzbewertung via Kosten-Nutzen-Rechnung *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 34; *Burow*, JuS 1993, S. 8 [S. 9] sowie nochmals Abschnitt C.II.2.e.), S. 175; vgl. auch *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 16, wonach die Kriterien der Effizienz und Effektivität sowie das Zweck-Mittel-Verhältnis auch im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts von Relevanz sind.

1119 Im Rahmen der Betriebswirtschaft werden im Kontext des Rechnungswesens Kosten dahingegen als „Wertverzehr durch alle in einer Periode erstellten, betrieblichen Produkte und Dienstleistungen (betrieblicher, periodenbezogener und ordentlicher Aufwand)“ (*Oehlrich*, Betriebswirtschaftslehre, S. 339) definiert, siehe ebenda.

insgesamt anfallen.¹¹²⁰ Es handelt sich um einen ‚Kostenbegriff‘ im Sinne des juristischen Effizienzverständnisses.¹¹²¹

Als relevante Kostenfaktoren müssen dabei vor allem die Faktoren in die Untersuchung mit einbezogen werden, welche den größten Einfluss auf die zu messende Effizienz (Wirtschaftlichkeit) einnehmen (‚Spürbarkeit‘). Dies sind die Kosten, welche vor allem die größte Höhe einnehmen und gleichzeitig direkt vom Gesetzgeber beeinflusst werden können (Steuerbarkeit). Nach diesen Faktoren sind vor allem die auszuschüttenden Fördermittel (Förderung i.e.S.) als Primärkosten von Bedeutung, welche bei der Nutzung des Fördersystems stets anfallen. Daneben kann eine Betrachtung der Sekundärkosten erfolgen, also derjenigen Kosten, die neben den Primärkosten für den Einsatz des Fördersystems anfallen und keine Fördermittel i.e.S. sind (Negativabgrenzung). Dies sind die Kosten zum ‚Betrieb‘ des Fördersystems, insbesondere Kosten für die Abwicklung der Förderung, Evaluation etc.

c.) Gebot der Mehrkostenvermeidung¹¹²²

Im Rahmen der Untersuchung der allgemeinen Kostenentstehung durch das Fördersystem ist gleichzeitig zu analysieren, ob und – wenn ja – inwieweit das implementierte marktintegrative Fördersystem zu einer Mehrkostenentstehung gegenüber dem System der Mindestvergütung

1120 Vgl. insoweit *Schierenbeck / Wöhle*, Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre, S. 5 zum Kostenbegriff im Rahmen des ökonomischen Prinzips, worunter insoweit „de[r] wertmäßige[.] Ausdruck für das [verstanden wird], was an Wirtschaftsgütern für einen bestimmten Zweck eingesetzt werden muss bzw. eingesetzt wird“ (ebenda).

1121 Vgl. *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 55.

1122 Die „Vermeidung von Kostensteigerungen“ (*Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13) wird bereits allgemein in der Literatur unter dem Gesichtspunkt der Akzeptanz als „Anforderung an die Marktintegration in Deutschland“ (ebenda) genannt, siehe ebenda. Mangels näherer Ausführungen wird jedoch nicht deutlich, wie, warum und auf welcher Ebene die „Kostensteigerungen“ (ebenda) vermieden werden sollen, vgl. ebenda. Im Rahmen der Marktintegration kämen insoweit nämlich nicht nur die ‚Förderkosten‘ i.e.S. in Betracht, sondern auch jegliche Aufwendungen auf Seiten der Anlagenbetreiber oder gar anderer Akteure (Netzbetreiber, Händler etc.).

führt.¹¹²³ Diese wirken sich grundsätzlich auf die ökonomische Effizienz aus.¹¹²⁴ Insofern wurden bereits im Rahmen der unveränderten Beibehaltung der Mindestvergütung negative Auswirkungen auf die gesamte Volkswirtschaft identifiziert, die sich wohlfahrtsmindernd auszuwirken drohen.¹¹²⁵ Insofern liegt im Falle einer Mehrkostenentstehung durch das implementierte marktintegrative Fördersystem ein deutlicher, wenn auch widerleglicher¹¹²⁶ Anschein für einen Verstoß gegen das ökonomische Prinzip – und erst recht bezüglich der ökonomische Effizienz – vor. Aus dem allgemeinen ökonomischen Effizienzkriterium folgt demnach grundsätzlich ein Gebot der Mehrkostenvermeidung¹¹²⁷, welches als Vorbereitungsschritt der Gesamtbewertung der ökonomischen Effizienz (anhand der Kosten-Nutzen-Analyse) zugrunde zu legen ist. Das Verbot der Mehrkostenvermeidung¹¹²⁸ impliziert dabei, dass das Fördersystem im Idealfall sogar die Förderkosten minimiert (Gebot der Kostenminimierung).¹¹²⁹

1123 Vgl. insoweit *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13, welcher allgemein die „Vermeidung von Kostensteigerungen“ fordert; vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

1124 Vgl. dazu bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593], wobei dort jedoch einerseits auf die „Effizienzsteigerung der Stromversorgung“ (ebenda) unter (unter anderem) systemintegrativen Aspekten sowie andererseits auf eine „Überkompensation“ der Positiveffekte abgestellt wird.

1125 Siehe dazu nochmals Abschnitt A.I.3., S. 51 ff.; vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 7; siehe *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET.

1126 Vgl. dazu *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594] und *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14], welche eine Rechtfertigung von entstehenden Mehrkosten erwägen.

1127 Vgl. insofern *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13, der ohne nähere Ausführungen unter dem Gesichtspunkt der „Akzeptanz“ eine „Vermeidung von Kostensteigerungen“ (ebenda) als „Anforderung an die Marktintegration in Deutschland“ (ebenda) aufstellt.

1128 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13.

1129 Vgl. insoweit *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593], welche im Rahmen der „Effizienzsteigerung der Stromversorgung“ (ebenda) auf die allgemeine „Reduzierung der Erzeugungskosten“ (ebenda) abstellen.

d.) Zwischenergebnis

Ausgehend von der Betrachtung der im Rahmen des marktintegrativen Fördersystems entstehenden Kosten gilt es demnach zu überprüfen, ob das Fördersystem

- insbesondere das Gebot der Mehrkostenvermeidung¹¹³⁰ einhält sowie
- insgesamt zu einer bestmöglichen Kosten-Nutzen-Relation i.S.d. ökonomischen Prinzips führt.

8. Grundsätzliche Interdependenzen und Beziehungen zwischen den Parametern

Betrachtet man abschließend die hergeleiteten Untersuchungsparameter, lassen sich deutlich Beziehungen und Wechselwirkungen zwischen beinahe allen Parametern attestieren. So setzt beispielsweise die Vermeidung überkomplexer Systeme gleichzeitig mittelbare Anreize zur Nutzung, wobei ein überkomplexes System die Nutzung wiederum negativ beeinflusst. Darüber hinaus müssen die getroffenen Maßnahmen zur Vermeidung von Missbrauch und Mitnahmeeffekten dem Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme genügen. Ansonsten wäre eine erhöhte Anreizsetzung zwecks vergleichbarer Nutzung erforderlich, was wiederum zu einer schlechteren Effizienz im Sinne des ökonomischen Prinzips führen würde. Hieran zeigt sich deutlich, dass der Gesetzgeber insgesamt hohen Anforderungen gegenübersteht, die in der Praxis gar zu einem faktischen Dilemma erwachsen können. Dementsprechend wird die Grundbedingung der allgemeinen Parameter für den Gesamterfolg unterstrichen. Folglich müssen die jeweiligen Interdependenzen im Rahmen der Prüfung ebenfalls berücksichtigt werden. Dazu jedoch sodann.

1130 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13.

VII. Besondere Parameter – marktintegrative Anforderungen i.e.S.

Im Anschluss an die Herleitung der allgemeinen Parameter sind die besonderen Parameter zu entwickeln. Diese sollen die ‚eigentlichen‘ marktintegrativen Anforderungen abbilden und herausstellen, was insbesondere seitens der Marktteilnehmer erforderlich ist, um sie derart in den Strommarkt zu etablieren, sodass sie dort – im Falle rationalen Verhaltens¹¹³¹ – ohne jegliche gesetzliche Förderung dauerhaft bestehen können (Marktintegration i.e.S.)¹¹³². Es handelt sich demnach um die Aufgaben, die ein Fördersystem erfüllen muss, um die (vollständige) Marktintegration erneuerbarer Energien herbeizuführen.

1. Vorgehensweise Parameterentwicklung

Um die besonderen marktintegrativen Parameter zu entwickeln, ist zunächst noch einmal das zugrunde liegende Ziel des Fördersystemgebers, der Marktintegration erneuerbarer Energien, zu betrachten. Insofern wurde eine ‚Sonderrolle‘ der erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt identifiziert, die vom System der Mindestvergütung herrührt.¹¹³³ Die Marktintegration zielt dabei auf die Beseitigung dieser Sonderrolle ab.¹¹³⁴ Davon ausgehend sind nun die einzelnen Kriterien zu entwickeln. Neben den bisherigen Ergebnissen können sie unter anderem aus einer Differenzbetrachtung der Stellung der erneuerbaren Energien im Mindestvergütungssystem mit der Lage eines Akteurs auf dem Strommarkt (‚Sonderrolle‘) hervorgehen. Die insofern herauszuarbeiten Parameter basieren dabei stets auf dem ökonomischen Prinzip: Sie stellen sicher, dass das Fördersystem nicht nur zur generellen, sondern erst recht

1131 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36.

1132 Vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26; siehe zum Begriff der Marktintegration und dessen Abgrenzung vor allem noch einmal Abschnitt B.VII., S. 148 ff., insb. S. 154 ff.

1133 Siehe dazu Abschnitt A.I.4., S. 54 ff. sowie Abschnitt B.VII.2.a.), S. 151 ff.; vgl. diesbezüglich insb. noch einmal *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73.

1134 Siehe Abschnitt B.VII.2., S. 151 ff.

auch zur kostengünstigsten Zielerreichung (nach dem Minimalprinzip¹¹³⁵) führt.

2. Besonderer Parameter: Selbstständige Teilnahme am Strommarkt unter Berücksichtigung der verschiedenen Handelsplätze sowie üblicher Handelsprodukte

Ausgehend vom ökonomischen Prinzip beginnt die Parameterherleitung bei den grundlegenden Bedingungen zur Beseitigung der ‚Sonderrolle‘ der erneuerbaren Energien am Strommarkt.

- a.) Besonderer Teilparameter: Grundsätzliche wie auch selbstständige Teilnahme am Strommarkt (‚Unmittelbarkeit‘)

Betrachtet man die Sonderrolle der erneuerbaren Energien, so kommen diese auf Grund der Ausgestaltung des Mindestvergütungssystems mit dem Geschehen des Strommarktes überhaupt nicht in Berührung.¹¹³⁶ Vielmehr erhalten sie von den jeweiligen Netzbetreibern eine entsprechende Vergütung für den jeweils produzierten (wie auch abgenommenen) Strom,¹¹³⁷ die letztlich finanziell auf die Verbraucher weitergewälzt wird.¹¹³⁸ Zugleich übernehmen die Netzbetreiber in diesem Prozess die

1135 Siehe zum ökonomischen Prinzip und seinen Ausprägungen nochmals allgemein *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 62 ff. sowie *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, S. 59; siehe vor allem Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff. sowie auch Abschnitt C.II.2.d.), S. 173 f.

1136 Vgl. dazu gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Fn. 20.

1137 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73.

1138 Siehe zum implementierten Fördersystem der Mindestvergütung und dem insofern vorgesehenen Wälzungsmechanismus ausführlich Abschnitt B.III., S. 66 ff. Dort nicht nur zur finanziellen, sondern auch zur physikalischen Wälzung der auftretenden Lasten; vgl. dazu *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Fn. 20.

Vermarktung des (insoweit abgenommenen) erzeugten Stroms, vgl. § 37 Abs. 1 EEG 2012 i.V.m. § 2 AusglMechV 2012.¹¹³⁹

Um die durch das Mindestvergütungssystem geschaffene Sonderrolle zu beseitigen und die erneuerbaren Energien in den Strommarkt zu überführen, müssen die erneuerbaren Energien am Strommarkt unmittelbar wie auch selbstständig teilnehmen. Ohne eine derartige generelle wie auch grundsätzliche Marktteilnahme ist die *Marktintegration* erneuerbarer Energien – allein dem Wortlaut nach – schon gar nicht vorstellbar.¹¹⁴⁰ Sie können sich ansonsten nicht mit dem freien Marktgeschehen selbstständig vertraut machen, um die Eigenheiten des Strommarktes zu erlernen.¹¹⁴¹

In diesem Zusammenhang ist jedoch klarzustellen, dass das Kriterium der selbstständigen, unmittelbaren Marktteilnahme nicht bedeutet, dass sich die jeweiligen Anlagenbetreiber auf eine vollkommen isolierte Teilnahme am Markt beschränken müssen. Vielmehr soll auch ein gemeinsames Agieren mit anderen Anlagenbetreibern oder sonstigen Akteuren etc. gleichwohl zulässig sein. Letzteres ist noch an späterer Stelle zu berücksichtigen.¹¹⁴² Insgesamt meint eine selbstständige und unmittelbare Marktteilnahme vor allem, dass sich die Anlagenbetreiber nicht mehr auf eine Abnahme, Vergütung und zugleich Vermarktung durch die Netzbetreiber verlassen dürfen (Übernahme der Marktteilnahme durch eine ‚Förderstelle‘ oder einen gesetzlich Verpflichteten).¹¹⁴³ Eine derartig mittelbare Teilnahme genügt nicht. Sie müssen sich vielmehr mit dem Markt ‚unmittelbar‘ auseinandersetzen.

1139 Siehe dazu ausführlich Abschnitt B.IV.3.d.), 89 ff., dort m.w.N.; vgl. dazu *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Fn. 20.

1140 Vgl. insoweit gerade *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 2, wonach Marktintegration erneuerbarer Energien (unter anderem) bedeuten soll, „Strommengen[generell] ,in den Markt zu bringen“ (ebenda).

1141 Vgl. dazu bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591].

1142 Siehe dazu Abschnitt C.VII.3., S. 215 ff. und E.II., S. 420 ff.

1143 Zum Fördersystem der Mindestvergütung und dem daran gekoppelten Wälzungsmechanismus sei insofern nochmals verwiesen auf Abschnitt B.III., S. 66 ff.

b.) Besonderer Teilparameter: Teilnahme an allen Handelsplätzen und die Möglichkeit des Anbietens aller üblicher Handelsprodukte

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass die Sonderrolle der erneuerbaren Energien am Strommarkt dadurch verschärft wird, dass diese im Rahmen des Mindestvergütungssystems und dem insoweit vorgesehenen Wälzungsmechanismus von den Netzbetreibern nach § 37 Abs. 1 EEG 2012 i.V.m. § 2 AusglMechV 2012 lediglich am börslichen Day-Ahead und Intraday-Spotmarkt vermarktet werden.¹¹⁴⁴ Der Strommarkt erschöpft sich jedoch nicht nur in den beiden genannten börslichen Handelsplätzen, sondern lässt sich zudem in (die Handelsplätze für) Termingeschäfte, Futures, Optionen sowie Regellenergie (Regelleistung) etc. einteilen.¹¹⁴⁵ Es kann folglich nicht genügen, wenn die marktintegrativen Maßnahmen des jeweiligen Fördersystems lediglich eine generelle, selbstständige und somit unmittelbare Teilnahme der ‚Integranden‘ am Markt erzielen (sollen). Das jeweilige marktintegrative Fördersystem muss zur Beseitigung der Sonderrolle der erneuerbaren Energien ebenfalls eine (selbstständige, unmittelbare) Vermarktung an allen Handelsplätzen zulassen wie auch anreizen.¹¹⁴⁶ Es darf demnach zu keinen (faktischen) Beschränkungen kommen. Dies gilt vor allem unter dem Aspekt, dass sich aus den jeweiligen Eigenschaften der Akteure, den ihrerseits eingesetzten Anlagen (beispielsweise auf Grund der anfallenden

1144 Siehe zur Vermarktung des Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus noch einmal *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), EEG, Einführung Rn. 64b (zur AusglMechV 2009); *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 37 Rn. 24 sowie vor allem Abschnitt B.IV.3.d.), S. 89 ff.

1145 Vgl. *Zenke / Dessau*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 13 Rn. 34 ff.; vgl. ebenso *Pilgram*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 630 und Rn. 660 ff.; zum Großhandels- und Erzeugermarkt für Strom – dem ‚Integrationsmarkt‘ – siehe nochmals ausführlich Abschnitt B.VI. 3., S. 126 ff., insb. S. 130 ff.; zum Terminus der Regellenergie sei auch nochmals auf die Ausführungen in Fußnote 2223 auf S. 413 verwiesen.

1146 Vgl. insofern auch *BMWi / BMU*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, S. 20, wonach die Bundesregierung den erneuerbaren Energien die Teilnahme am Regellenergietmarkt erleichtern möchte; vgl. unter diesem Aspekt bereits mit einem ähnlichen Grundgedanken argumentierend *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33e Rn. 9.

Grenz- und Gestehungskosten, der möglichen Fahrweise der Anlage)¹¹⁴⁷ gewisse wirtschaftliche wie auch technische Präferenzen respektive Grenzen ergeben. Demgemäß ist für den jeweiligen Anlagenbetreiber das Handeln an bestimmten Handelsplätzen / mit bestimmten Produkten wirtschaftlicher beziehungsweise unwirtschaftlicher. Eine singuläre Anreizsetzung oder Teilnahmepflicht würde letztlich dazu führen, dass die Akteure zu unwirtschaftlichem Handeln veranlasst oder gar (faktisch) gezwungen werden. Dies bedroht jedoch (auf Grund langfristig drohender Insolvenzen der betroffenen Anlagenbetreiber am Strommarkt) nicht nur den gesamtwirtschaftlichen Erfolg der Marktintegration, sondern gleichzeitig die Versorgungssicherheit. Vielmehr besteht bei einer derartig singulären Ausgestaltung ein Verstoß gegen das ökonomische Prinzip. Die Förderressourcen würden falsch alloziert. Dies gilt erst recht, soweit in diesem Kontext nachträglich entsprechende ‚Sicherungsmaßnahmen‘ zur Vermeidung bestehender wie auch weiterer Negativeffekte erforderlich werden.

c.) Zwischenergebnis

Aus dem ökonomischen Prinzip ergaben sich folgende marktintegrative Anforderungen (Teilkriterien), die ein marktintegratives Fördersystem erfüllen muss:

- Teilnahme am Strommarkt
- Selbstständigkeit und Unmittelbarkeit der Marktteilnahme
- Möglichkeit und Anreizen der Teilnahme an allen Handelsplätzen und des Anbietens aller Handelsprodukte unter Berücksichtigung des Verbots (faktischer) Beschränkungen (Handelsplatzbindung durch das Fördersystem)

3. Besonderer Parameter: Möglichkeit der Vernetzung auf dem Strommarkt

Um die Marktintegration der erneuerbaren Energien erfolgreich zu realisieren und damit dem ökonomischen Prinzip zu genügen, darf sich

1147 Siehe zu diesen Eigenschaften noch Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

das Fördersystem nicht nur darauf beschränken, überhaupt für eine generelle, wie auch unmittelbare Teilnahme am Strommarkt zu sorgen. Dies wird deutlich, soweit man den Strommarkt betrachtet und anschließend die Stellung der erneuerbaren Energien im Rahmen des Mindestvergütungssystems mit der Stellung der regulären Akteure am Strommarkt vergleicht.

a.) Isolierte Stellung des Anlagenbetreibers im Rahmen des Mindestvergütungssystems

Betrachtet man die Stellung des Anlagenbetreibers im Rahmen des Mindestvergütungssystems, ließ sich bisher eine ausgeprägte Sonderrolle der erneuerbaren Energien auf dem Strommarkt identifizieren.¹¹⁴⁸ So steht der Anlagenbetreiber im Rahmen des Mindestvergütungssystems – wie bereits bei der Herleitung des vorangegangenen Parameters dargelegt – in keinsten Weise mit dem Strommarkt in unmittelbarem Kontakt.¹¹⁴⁹ Vielmehr steht er (im vorgenannten Kontext) allein mit dem jeweiligen lokalen Netzbetreiber, an dessen Netz er angeschlossen ist, in einer Beziehung.¹¹⁵⁰ Bei dieser handelt es sich um ein „Zwei-Personen-Verhältnis“¹¹⁵¹, innerhalb dessen sich die „Andienung und Überlassung des [erzeugten] Stroms“¹¹⁵² (durch den jeweiligen Anlagenbetreiber) der „Abnahme des Stroms und [der] Zahlung der [gesetzlich vorgesehenen] [...] Einspeisevergütung“¹¹⁵³ (durch den jeweiligen Netzbetreiber) gegenüberstehen.¹¹⁵⁴ Die durch das Mindestvergütungssystem generierte Einzelbeziehung führt – über das Problem mangelnden Marktkontaktes hinaus – dazu, dass die jeweiligen Anlagenbetreiber keinerlei (wirtschaftliche) Beziehung zueinander aufweisen. Vielmehr stehen sie – selbst beim Vorliegen einer unmittelbar räumlichen Nähe – im Rahmen des Mindest-

1148 Siehe dazu nochmals Abschnitt A.I.4., S.54 f. sowie B.VII.2.a.), S. 151 ff.

1149 Siehe noch einmal Abschnitt C.VII.2.a.), S.212 f.

1150 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

1151 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 4 und Rn. 22.

1152 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 (grafische Darstellung)].

1153 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 (grafische Darstellung)].

1154 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388, so vor allem die grafische Darstellung]; siehe zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 22.

vergütungssystems grundsätzlich vollkommen verknüpfungslos nebeneinander.¹¹⁵⁵ Ihnen bleibt keine Möglichkeit zur wirtschaftlichen Vernetzung. Die einzige faktische Verbindung – und damit eine Vernetzung im wahrsten Sinne – erschöpft sich höchstens in einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt.

b.) Grundsätzliche Zulässigkeit von jeglichen (markttypischen) Beziehungen durch das Fördersystem

Betrachtet man im Vergleich hierzu den Strommarkt, so weist dieser keine derartigen (künstlich herbeigeführten) Limitierungen auf. Den jeweiligen Marktteilnehmern stehen auf diesem jegliche Formen von Beziehungen und Vernetzungen zueinander grundsätzlich offen. Sie können sich grundsätzlich¹¹⁵⁶ frei vernetzen oder sogar entsprechend kooperieren.¹¹⁵⁷ Soweit der Gesetzgeber mittels eines entsprechenden Fördersystems die Marktintegration der erneuerbaren Energien forcieren will, genügt es folglich nicht, dass dieses allein für die grundsätzliche Marktteilnahme durch die Anlagenbetreiber sorgt. Vielmehr darf es der Eingehung jeglicher marktwirtschaftlicher Beziehungen durch die Anlagenbetreiber mit den jeweiligen Marktakteuren nicht entgegenstehen. Es darf also auf Grund der Ausgestaltung seiner Fördermechanismen nicht den Aufbau derartiger Beziehungen (künstlich) hemmen. Es muss sich insofern zumindest neutral verhalten.

Dies gilt erst recht, soweit man berücksichtigt, dass die bisher am Markt etablierten regulären Akteure (insbesondere Betreiber fossiler Erzeugungsanlagen) gewisse Strukturvorteile aufweisen, indem sie einerseits mit dem Handeln am Strommarkt grundsätzlich vertraut sind.¹¹⁵⁸ Andererseits verfügen diese oft über ein vielfältiges Netzwerk und Beziehungen zu Händlern, Dienstleistern, sowie gar anderen Anlagen-

1155 Eine Ausnahme im Rahmen der Bemessung der Vergütungssätze bildet dabei jedoch die Regelung des § 19 EEG 2012; siehe zu dieser auch noch Abschnitt E.VII.1.d.)aa.), S. 555 ff.

1156 Grenzen ergeben sich dabei von Rechts wegen grundsätzlich allein aus dem nationalen wie auch europäischen Kartellrecht.

1157 Vgl. dazu gerade *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143.

1158 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592], wonach große Anlagenbetreiber „bestehende Handelserfahrungen nutzen [können] und [...] so über einen Wettbewerbsvorteil [...] [verfügen]“ (ebenda).

betreiben.¹¹⁵⁹ Dies bietet unter anderem die Möglichkeit, mit anderen Akteuren in verschiedenster Form zusammenzuarbeiten (Bildung von Kooperationen), um auf Grund der herbeigeführten Größenvorteile (Stückkostenvorteile) entsprechende (betriebswirtschaftliche) Effizienzsteigerungen¹¹⁶⁰ zu erzielen, sog. economies of scale beziehungsweise Skalenerträge/-effekte¹¹⁶¹.¹¹⁶² Gleichzeitig ist ein derartiges Netzwerk vor allem auf dem OTC-Markt von Bedeutung. Dieser zeichnet sich im Gegensatz zum börslichen Handel, bei dem jeweils „direkt mit der Börse“¹¹⁶³ kontrahiert wird,¹¹⁶⁴ nämlich nicht durch zwingend feste Marktstrukturen aus.¹¹⁶⁵ Es kommt auf diesem lediglich zu bilateralen Vertrags(ab)schlüssen, wobei grundsätzlich entsprechende Intermediäre in die Handelsdurchführung mit einbezogen werden.¹¹⁶⁶ Dies hat zur Folge, dass eine entsprechende Vernetzung insbesondere mit der Marktgegenseite wie auch mit den übrigen Marktakteuren zur erfolgreichen Marktteilnahme zwingend notwendig ist.¹¹⁶⁷

1159 Zu den einzelnen Akteuren des Strommarktes siehe Abschnitt B.VI.3.e.), S. 146 ff., dort auch mit weiteren Vertiefungshinweisen.

1160 Der Begriff betriebswirtschaftlicher Effizienz steht sonach allein mit dem ökonomischen Prinzip, nicht aber mit der volkswirtschaftlichen Effizienz (ökonomischer Effizienzbegriff) in Zusammenhang.

1161 Vgl. *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (F – H), S. 1326 [„Größenvorteile“]; *dies.*, Gabler Wirtschaftslexikon (Bf – E), S. 777 [„economies of scale“]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

1162 Vgl. dazu gerade *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329] sowie *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592], wonach große Anlagenbetreiber sich entsprechende Skaleneffekte zu Nutze machen können (ebenda).

1163 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48.

1164 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48.

1165 Bezüglich des börslichen Handels und den insoweit gehandelten Produkten sei nochmals auf Abschnitt B.VI.3.c.)aa.), S. 131 ff. verwiesen.

1166 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48; siehe ebenso *Schwintowski*, Energiehandel, Glossar, „Over-the-Counter (OTC)“ sowie Rn. 51.; bezüglich des außerbörslichen Handels / OTC-Handels, seiner Produkte etc. sei nochmals auf die Ausführungen in Abschnitt B.VI.3.c.)bb.), S. 138 ff. verwiesen.

1167 Vgl. gerade *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 24, wo auf die Erforderlichkeit der Schaffung „geeignete[r] Strukturen“ (ebenda) eingegangen wird, wobei als Beispiele unter anderem Vermarktungs- und Handelsgesellschaften genannt werden.

Auf Grund der dargestellten, dem Anlagenbetreiber im Falle des (erstmaligen) Markteintritts gegenüberstehenden Marktschranken darf das Fördersystem der marktwirtschaftlichen Vernetzung in keiner Form entgegenstehen. Es darf seinerseits keinerlei derart künstliche Grenzen setzen.¹¹⁶⁸

c.) Herbeiführung von attestierbaren Vernetzungen

Die generelle Zulässigkeit derartiger Vernetzungen (respektive Kooperationen) am Strommarkt im Rahmen des Fördersystems kann grundsätzlich nicht genügen. Vielmehr muss das Fördersystem in der Praxis nachweislich mittel- oder unmittelbar zu entsprechenden Vernetzungen (oder sogar Kooperationen) führen respektive beitragen. Denn nur dann können die von der Mindestvergütung künstlich geschaffenen Marktschranken als vollends durchbrochen angesehen werden. Lediglich in diesem Fall wird insbesondere der „Vergesellschaftungsfunktion“¹¹⁶⁹ des Marktes durch das Fördersystem entsprechend Rechnung getragen.¹¹⁷⁰ Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass ebenso die Betreiber regulärer, fossiler Erzeugungsanlagen im Rahmen entsprechender Vernetzungen lernen werden (müssen), mit dem steigenden Anteil der erneuerbaren Energien und deren Besonderheiten umzugehen. Die Zulässigkeit derartiger Vernetzungen und Kooperationen im Rahmen des Fördersystems bildet insoweit die Voraussetzung für deren Zurechnung.

d.) Zwischenergebnis

Damit das jeweils eingesetzte Fördersystem zum optimalen Erreichen der Marktintegration erneuerbarer Energien beiträgt und somit zugleich dem ökonomischen Prinzip (im Bezug auf den stattfindenden Ressourceneinsatz) genügt, muss es danach:

1168 Siehe zur Setzung künstlicher (Markt)Schranken durch das jeweilige Fördersystem vor allem noch Abschnitt C.VII.6., S. 231 ff.

1169 *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 319.

1170 Zur Vergesellschaftungsfunktion sowie den übrigen Funktionen des Marktes vgl. allgemein *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, S. 318 f. [insb. S. 319].

- Vernetzungen unter den jeweiligen Akteuren auf dem Strommarkt sowie erst recht auch ‚innerhalb‘ seines Fördermechanismus zulassen und
 - in der Praxis (Fördersystemanwendung) zu attestierbaren Vernetzungen führen.
4. Besondere Parameter: Nachfrage- und Marktpreisorientierung bezogen auf das Produktions- und Anbieterverhalten sowie die Angleichung an allgemeine Marktpreise
- a.) Besonderer Parameter: Nachfrage- und Marktpreisorientierung bezogen auf Produktions- und Anbieterverhalten

Um dem ökonomischen Prinzip zu genügen und einen bestmöglichen Ressourceneinsatz im Rahmen des Fördersystems sicherzustellen, muss dieses die Erfüllung weiterer marktintegrativer Aufgaben sicherstellen, die sich aus der Sonderrolle der erneuerbaren Energien am Strommarkt ergeben. Insofern ist – unter Rückbezug auf die Einleitung¹¹⁷¹ – zu diagnostizieren, dass im Kontext des Fördersystems der Mindestvergütung eine vollständige Entkoppelung der erneuerbaren Energien von der am Strommarkt zum jeweiligen Zeitpunkt vorherrschenden Markt- und Bedarfssituation stattfindet.¹¹⁷² Für die Anlagenbetreiber spielen weder das am Markt vorherrschende Angebot an Strom noch die damit verbundene Nachfrage eine Rolle.¹¹⁷³ Ebenso ist der sich daraus ergebende Marktpreis für sie ohne jegliche Bedeutung.¹¹⁷⁴ Allein das

1171 Siehe Abschnitt A.I.4., S. 54 ff. sowie Abschnitt B.VII.2.a.), S. 151 ff.

1172 Siehe *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; vgl. zudem *Säcker*, et 4/2011, S. 74 [S. 75]; *Sensfuß / Ragwitz*, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, S. 2.

1173 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Sensfuß / Ragwitz*, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, S. 2.

1174 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; *Sensfuß / Ragwitz*, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, S. 2.

Prinzip des „produce and forget“¹¹⁷⁵ ist für sie entscheidend.¹¹⁷⁶ Demzufolge besteht das betriebswirtschaftliche Ziel eines Anlagenbetreibers im Rahmen der Mindestvergütung lediglich in der steten größtmöglichen Auslastung der eigenen Produktion zwecks größtmöglicher Vergütungserzielung (Anlagenbetreiber als „Mengenmaximierer“¹¹⁷⁷).¹¹⁷⁸

Soll der Anlagenbetreiber nun am Strommarkt auch „ohne [jegliche] Förderung bestehen können“^{1179, 1180} muss das jeweilige marktintegrative Fördersystem sicherstellen, dass die erneuerbaren Energien ihren Strom bedarfsgerecht erzeugen, anbieten und handeln.¹¹⁸¹ Sie müssen sich folglich an der Angebots- und Nachfragesituation am Großhandelsmarkt,

1175 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 2 und Rn. 8.

1176 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 8.

1177 *Pilgram*, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

1178 Vgl. *Pilgram*, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

1179 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26.

1180 Vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt B.VII.2.b.), S. 154 f.

1181 In der Gesetzesbegründung wie auch zugehörigen Vorhaben und in der Literatur etc. (unter anderem) wird die Erzielung einer bedarfsgerechte(re)n Erzeugung gefordert beziehungsweise als bedeutend erachtet oder gar entsprechend untersucht, siehe und vgl. dazu exemplarisch *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; BR-Drs. 341/11, S. 91; *BEE*, Maßnahmenpaket zur System- und Marktintegration Erneuerbarer Energien, S. 3; *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 33; *BMWi / BMU*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, S. 7 ff.; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587 ff.], die insoweit jedoch auf die Systemintegration abstellen; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 7, die ebenfalls auf die Systemintegration abstellen; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 4 und S. 15]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 325]; *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 2 ff. [insb. S. 23 und S. 49]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 13]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 8.

also den vorherrschenden Marktpreisen¹¹⁸² orientieren.¹¹⁸³ Produzieren die Anlagenbetreiber nämlich weiter ‚am Markt vorbei‘, so werden sie ihren Strom zwar anbieten, jedoch grundsätzlich nicht (im Rahmen der Merit Order) absetzen können.¹¹⁸⁴ Dies hat zur Folge, dass sie außerhalb des marktentscheidenden Bereiches nicht konkurrenzfähig am Markt agieren und auf Kurz oder Lang der Insolvenz ausgesetzt sind.

Gleichzeitig wirkt das Kriterium der bedarfsgerechten Produktion nicht nur auf der unmittelbaren Ebene des Abschlusses entsprechender Stromlieferverpflichtungen. Es ist erst recht auf der zeitlich nachgeordneten Ebene von Bedeutung, soweit derartige Verpflichtungen mit insbesondere entsprechender Zeit- und Mengenvorgabe¹¹⁸⁵ eingegangen wurden. Soweit der Anlagenbetreiber nämlich gegen die beim Netzbetreiber einzureichende (Einspeise-)Prognose verstößt und seitens des Netzbetreibers Regelernergie¹¹⁸⁶ beschafft werden muss, entstehen auf Seiten des Anlagenbetreibers entsprechende (Mehr-)Kosten.¹¹⁸⁷ Zum Genannten kommt hinzu, dass sich der Anlagenbetreiber beim zu beliefernden Vertragspartner (insbesondere im Fall der (ausbleibenden) Direktlieferung) schadensersatzpflichtig machen kann.¹¹⁸⁸

b.) Besonderer Parameter: Angleichung an allgemeine Marktpreise (Preissenkung)

Gleichwohl hat das jeweilige marktintegrative Fördersystem nicht allein eine Ausrichtung des Erzeugungs- und Marktverhaltens der Anlagenbetreiber an Angebot und Nachfrage des Strommarktes sicherzustellen.

1182 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388], wonach „ein hoher Strompreis [...] eine hohe Nachfrage signalisiert“ (ebenda).

1183 Vgl. anstatt vieler *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 587].

1184 Zur Merit Order und zur Strompreisbildung sei insoweit nochmals verwiesen auf Abschnitt B.VI.3.d.)bb.) und cc.), S. 143 ff.

1185 Zum Inhalt von Stromlieferverträgen sei vertiefend verwiesen auf *de Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 61 ff.

1186 Zum Terminus der Regelernergie sei auch auf die Ausführungen in Fußnote 2223 auf S. 413 verwiesen.

1187 *Klempert / Garus*, Auf eigenen Füßen stehen, SWW 17/2011, S. 34 [S. 35]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15].

1188 Vgl. allgemein mit einer ausführlichen Darstellung von Haftung und Schadensersatz im Rahmen von Energielieferverträgen *de Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 251 ff.

Ebenso ist es für den erfolgreichen Absatz von Bedeutung, dass das Fördersystem die Anlagenbetreiber zur Anpassung an aktuelle Marktpreise bewegt.¹¹⁸⁹ So ergibt sich aus dem Verhältnis von Angebot und Nachfrage grundsätzlich zwar der jeweilige Marktpreis.¹¹⁹⁰ Bezüglich des Marktpreises (im börslichen wie auch außerbörslichen Stromhandel) ist jedoch anzumerken, dass dieser im Regelfall deutlich unterhalb der Fördersätze liegt, die dem Anlagenbetreiber derzeit im Rahmen des Mindestvergütungssystems (noch) gewährt werden.¹¹⁹¹ Das Realisieren eines (Angebots-)Preises entsprechend oder optimalerweise unterhalb des jeweils aufgerufenen Markträumungspreises ist jedoch zwingend, um den erzeugten Strom im Rahmen des insbesondere börslichen Stromhandels

1189 Vgl. insoweit *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 2, der im Rahmen der Marktintegration von der „Wirtschaft“ (ebenda) allgemein eine „Senkung der Erzeugungskosten“ (ebenda) einfordert. Insoweit steht aber die generelle Kostenentwicklung im Bereich der Erzeugungsanlagen im Vordergrund, vgl. ebenda Folie 7 ff.

1190 Siehe zur Strompreisbildung nochmals ausführlich Abschnitt B.VI.3.d.)bb.), S. 143 f.

1191 So letztlich bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 85; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 17 Rn. 4; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 28; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 8; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 7 und § 33g Rn. 4; vgl. zudem das Einnahmen-Ausgaben-Verhältnis im Rahmen der Vermarktung des EEG-Mindestvergütungsstroms durch die Netzbetreiber, aus welchem sich letztlich die EEG-Umlage ergibt, *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV, Stand 31. Dezember 2012, Folie 1, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/UENB_EEG-Kon_tostand_2012-12-31.pdf (zuletzt abgerufen am: 30.1.2013). Gleichzeitig tostand sich diese Differenz auch deutlich anhand der für den jeweiligen Kalendermonat auszuschüttenden Marktprämie ab, siehe insoweit zur Konzeption und zur Berechnung der Marktprämie Abschnitt B.V.4.c.)aa.), S. 109 f. und Abschnitt D.II.3., S. 290 ff.; zu aktuellen Daten zur Berechnung der Marktprämie siehe *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Veröffentlichungen zur Marktprämie nach § 33g in Verbindung mit Anlage 4 EEG, abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/Marktprämie.htm> (zuletzt abgerufen am: 10.10.2013).

erfolgreich veräußern zu können und nicht leer auszugehen.¹¹⁹² Aus diesem Grund muss das Fördersystem nicht nur entsprechende Preissenkungen und Preisanpassung auf Seiten der Anlagenbetreiber ermöglichen, sondern auch dauerhaft herbeiführen (anreizen). Daraus folgt gleichzeitig, dass das jeweilige Fördersystem grundsätzlich keine Fördersätze (Einnahmen) oberhalb der Mindestvergütung vorsehen darf, da diese keineswegs entsprechende Preissenkungen herbeiführen können. Insgesamt ist dies erforderlich, um ein Bestehen der jeweiligen Anlagenbetreiber auch im Eintreten des Wegfalls jeglicher Förderung¹¹⁹³ sicherzustellen.

c.) Zwischenergebnis

Um ein Bestehen der Anlagenbetreiber am Strommarkt ohne jegliche Förderung zu erreichen (Marktintegration),¹¹⁹⁴ muss ein marktintegratives Fördersystem (auch) für Folgendes Sorge tragen:

- Nachfrage- und Marktpreisorientierung der Anlagenbetreiber – Anpassung an die jeweilige Marktsituation, also vor allem
 - Produktion und Vermarktung (Angebot) bei hohem Marktpreis / hoher Nachfrage (Bedarf)¹¹⁹⁵

1192 Vgl. insoweit nochmals zur Strompreisbildung *Bode / Groscurth*, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 737 f., insb. S. 738]; *Ockenfels*, et 5/2007, S. 44 [S. 45 f.]; *Machate*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Kapitel 39 Rn. 7 ff. [insb. Rn. 14 ff.]; *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Merit-Order; vgl. vor allem nochmals Abschnitt B.VI.3.d.)bb.) und cc.), S. 143 ff.

1193 Vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt B.VII.2.b.), S. 154 f.

1194 Vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt B.VII.2.b.), S. 154 f.

1195 Vgl. *Altrock / Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 64 Rn. 32; *Hartwig*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 64f Rn. 25; *Hille*, Prämienmodell ermöglicht Erneuerbaren Heranführung an den Markt, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 1.

- Keine / weniger Produktion und Vermarktung bei niedrigen Marktpreisen / wenig(er) Nachfrage (Bedarf)¹¹⁹⁶
- Angleichen der Preise an allgemeine Marktpreise (Preissenkungsanreize)
 - Insb. keine Fördersätze oberhalb des Mindestvergütungs-niveaus

Insgesamt sind diese (zusammenhängenden) Kriterien für die Herbeiführung der Marktintegration (durch ein Fördersystem) von herausragender Bedeutung. Die gesetzliche Förderung muss folglich ihren Schwerpunkt in den zuvor genannten Parametern setzen. Dies bedeutet für die nachfolgende Prüfung, dass hier zugleich ein entscheidender Schwerpunkt gesetzt werden muss. Stellt sich im Rahmen der nachfolgenden Analyse also heraus, dass der Gesetzgeber die vorgenannten Anforderungen nicht oder nur teilweise bedienen kann, scheitert die Marktintegration erneuerbarer Energien – und damit das eingesetzte Fördersystem – vollständig oder zumindest in bedeutendem Umfang. Dies würde automatisch zu einem (schwerwiegenden) Verstoß gegen das ökonomische Prinzip führen.

5. Besonderer Parameter: Vermittlung allgemeiner Marktrisiken und das Verbot von Überförderung sowie Berücksichtigung der Investitionssicherheit

a.) Vermittlung allgemeiner Marktrisiken

Die im Wege der Marktintegration zu beseitigende¹¹⁹⁷ Sonderrolle zeichnet sich insbesondere dadurch aus, dass die erneuerbaren Energien für den erzeugten und abgenommenen Strom eine gesetzlich festgesetzte Vergütung erhalten.¹¹⁹⁸ Aus dem Umstand, dass die Anlagenbetreiber ihren Strom stets ohne Berücksichtigung der jeweils vorherrschenden

1196 Vgl. *Altrock / Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 64 Rn. 32; *Hartwig*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 64f Rn. 25; *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 1.

1197 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.VII.2., S. 151 ff. sowie auch A.I., S. 47 ff., insb. S. 54 ff.

1198 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; siehe *Gawel /*

Marktsituation (Nachfrage) und den damit einhergehenden „Marktsignalen“¹¹⁹⁹ erzeugen wie auch ‚absetzen‘ können („produce and forget“¹²⁰⁰),¹²⁰¹ ergeben sich nicht nur Effekte auf das Anbieter- und Produktionsverhalten sowie die technische Ausrichtung der jeweiligen Anlage. Daraus folgen auch enorme betriebswirtschaftliche Konsequenzen: Auf Grund des stets ‚sicheren‘ Vergütungsanspruchs¹²⁰² ist der Anlagenbetreiber den Risiken des Strommarktes nicht in markttypischer Weise vollständig ausgesetzt.¹²⁰³ Dies gilt vor allem unter dem Aspekt, dass der jeweilige Netzbetreiber als ‚Vertragspartner‘ im Rahmen des Mindestvergütungssystems selbst keinem beziehungsweise kaum einem markttypischen Insolvenzrisiko¹²⁰⁴ unterworfen ist. Er kann sich von der bei ihm (durch das Mindestvergütungssystem) anfallenden Kostenlast (wie auch Strommenge) über das implementierte Wälzungssystem ‚in Richtung‘ Letztverbraucher befreien.¹²⁰⁵

Demgegenüber zeichnet sich insbesondere¹²⁰⁶ der außerbörsliche Handel durch das sog. „Ausfallrisiko“¹²⁰⁷ des Vertragspartners

Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 587]; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt A.I.2. und 4, S. 49 ff. sowie Abschnitt B.VII.2.a.), S. 151 ff.

1199 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381].

1200 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 2 und Rn. 8.

1201 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 2; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt A.I.4., S. 54 f. sowie Abschnitt B.VII.2.a.), S. 152 f.

1202 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381].

1203 Vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.

1204 Vgl. dazu *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

1205 Siehe zum EEG-Wälzungsmechanismus nochmals Abschnitt B.IV.3., S. 81 ff.

1206 Im Rahmen des börslichen Handels wird direkt mit der Börse kontrahiert, *de Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33; *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48. Auf Grund des im Rahmen des börslichen Handels durchgeführten Clearings, ist dabei das entsprechende Risiko jedoch ohne gewichtige Bedeutung, siehe *de Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33; siehe zudem *Barth*, RdE 2000, S. 139 [S. 141], dort m.w.N.

1207 *De Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33.

(„Zahlungsunwilligkeit oder Insolvenz“¹²⁰⁸) aus.¹²⁰⁹ Zur Risikenminimierung auf dem Strommarkt bedarf es daher einer sorgfältigen Auswahl des Vertragspartners und / oder der Einschaltung entsprechender Clearingdienstleister¹²¹⁰. Letzteres verlangt die Leistung eines entsprechenden Entgelts. Da die Mindestvergütung hingegen von jeglichen (!) regulären (energie)markttypischen Risiken faktisch bereinigt¹²¹¹ ist und gleichzeitig noch für über zwanzig Jahre¹²¹² gezahlt wird, müssen dem Anlagenbetreiber die markttypischen Risiken vermittelt werden.¹²¹³ Nur soweit dies geschieht, wird er in den Strommarkt dermaßen eingeführt, sodass er auf diesem im Falle rationellen Wirtschaftens „ohne zusätzliche [gesetzliche] Förderung [dauerhaft] bestehen [kann]“¹²¹⁴ (Marktintegration)^{1215, 1216}

b.) Konkretisierung der Risikenvermittlung auf Messbarkeitskriterien

Die generelle Marktteilnahme, Vernetzung sowie Vermittlung eines marktgerechten Produktionsverhaltens wirken zwar mittelbar auf die Minimierung der Risiken ein, offenbaren dem Anlagenbetreiber jedoch das marktwirtschaftliche Risiko nicht unmittelbar. Demgemäß muss das

1208 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

1209 Siehe *de Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33.

1210 Vgl. zum Clearing allgemein *de Wyl / Essig*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 33 f.

1211 Vgl. insoweit *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 1, wonach der EEG-Mechanismus „einen geschützten Raum mit [...] geringe[n] wirtschaftlichen Risiken [erzeugt]“ (ebenda).

1212 Vgl. § 21 Abs. 2 EEG 2012; siehe dazu auch nochmals Abschnitt B.IV.2.a.)cc.), S. 74.

1213 Vgl. insoweit bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 590].

1214 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26.

1215 Vgl. bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt B.VII.2.b.), S. 154 f.

1216 Vgl. *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 24, wonach darauf abgestellt wird, dass die „Investoren und Anlagenbetreiber [zum Zeitpunkt des Erreichens eigener Wettbewerbsfähigkeit] die Investitions- und Vermarktungsrisiken erkennen und absichern [müssen]“ (ebenda).

jeweilige Fördersystem mittels entsprechender Mechanismen für die Vermittlung marktwirtschaftlicher Risiken Sorge tragen.¹²¹⁷ Dabei ist zu berücksichtigen, dass dem Anlagenbetreiber das Risiko der Insolvenz des jeweiligen Vertragspartners bereits im Wege der generellen Marktteilnahme – welche bereits als Untersuchungsparameter herausgestellt wurde – grundsätzlich mittelbar nahegebracht wird. Infolgedessen muss sich die Untersuchung der Risikenvermittlung auf andere Teilkriterien beschränken. Denn insgesamt handelt es sich insoweit um einen ausfüllungsbedürftigen abstrakten Parameter.

Bezieht man mit ein, dass die Risiken marktwirtschaftlicher Teilnahme vor allem durch den erfolgreichen (Nicht-)Absatz von Strom geprägt werden, muss dies den entscheidenden Ansatzpunkt der Untersuchung darstellen.¹²¹⁸ Denn nur im Falle des erfolgreichen Absatzes kann der Anlagenbetreiber entsprechende Einnahmen generieren.¹²¹⁹ Bleibt der Absatz dahingegen aus, stehen den allgemein laufenden Kosten (beispielsweise Personal, Anlagenwartung etc.) keine Einnahmen gegenüber – es droht langfristig ein Verlust –, selbst wenn die gegebenenfalls anfallenden variablen Kosten (Brennstoffkosten)¹²²⁰ entsprechend eingespart

1217 Vgl. insoweit bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 590], die allgemein auf die „Übernahme[...] allgemeine[r] Preisrisiken“ (ebenda) abstellen, wobei jedoch alleine die Ausrichtung der Vergütung am generellen Marktpreis als Kriterium herangezogen wird, was jedoch – wie bereits dargelegt – nicht zur vollständigen Messung geeignet ist.

1218 Grundsätzlich sind die Ursprünge der Risiken im Rahmen des Betriebes mannigfaltiger Art und ebenso nicht begrenzt. Beispielsweise kann bereits der Verzug des Brennstofflieferanten zu entsprechenden Einbußen führen, gleiches gilt für einen Anlagenschaden durch zu geringe bzw. unterbliebene Wartung etc. Dies hängt jedoch nur mit der generellen Betriebsführung zusammen und stellt lediglich ein mittelbares Risiko im Rahmen der Marktteilnahme dar. Vorliegend sollen hingegen nur die Risiken Gegenstand der Betrachtung sein, die unmittelbar mit dem Auftreten am Strommarkt zusammenhängen. Nämlich vor allem das Risiko des fehlenden Umsatzes durch mangelnden Absatz von Strom.

1219 Hierbei kann jedoch nicht nur der Absatz von Strom zu entsprechenden Nachfragezeiten am Stromgroßhandelsmarkt entsprechende Umsätze generieren. Ebenfalls bietet das Anbieten von negativer Regelenergie eine weitere Einnahmemöglichkeit. Bei dieser werden Einnahmen nicht durch eine stattfindende Produktion erzielt, sondern vielmehr durch bloßes Abregeln.

1220 Derartige Brennstoffkosten fallen nur bei steuerbaren Energieträgern an, vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

werden¹²²¹. Ein Verlust kann zudem entstehen, soweit der Anlagenbetreiber seinen Strom unterhalb der Produktions- und Grenzkosten absetzt.

Es ist im Rahmen der Analyse demnach von Bedeutung, ob und inwieweit das Fördersystem einen, gegebenenfalls sogar permanentrentablen, Absatz von Strom ermöglicht. Bei einer permanenten Absatzmöglichkeit würde auf Seiten der Anlagenbetreiber nämlich – wie bereits in der Mindestvergütung – kein betriebswirtschaftliches Risiko bestehen (keine Risikenvermittlung durch das Fördersystem). Umgekehrt läge bei der kaum bestehenden Absatzmöglichkeit ein hohes Risiko vor. Für den erfolgreichen Absatz ist insoweit auch der jeweils angesetzte Fördersatz (der Höhe nach) ausschlaggebend.¹²²²

c.) Das Verbot von Überförderung und das Gebot von Investitionssicherheit

Insgesamt ist die Vermittlung entsprechender Marktrisiken nicht nur aus den Gründen generell erfolgreicher Marktintegration unmittelbar auf das ökonomische Prinzip zurückzuführen. Indem diese einer grundsätzlichen Verschwendung der einzusetzenden Förderressourcen in Form von Überförderung vorbeugt, trägt es im weiteren Maße dem ökonomischen Prinzip Rechnung. Insofern darf die Vermittlung von Marktrisiken keine vollständige und dauerhafte Sozialisierung der Marktrisiken bedeuten, welche die Gewinnchancen (wiederum) auf Seiten der privaten Akteure (Anlagenbetreiber) belässt.¹²²³ Ansonsten wäre der Letztverbraucher nichts anderes als der Bürge betriebswirtschaftlicher Fehlkalkulation. Hierin zeigt sich die enorme Bedeutung einer entsprechenden Risikenver-

1221 Vgl. Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

1222 Grundsätzlich könnte dabei eine empirische Untersuchungen anhand ausgewählter Probanden (Anlagenbetreiber mit bestimmten Eigenschaften) erfolgen, bei denen insbesondere die jeweils betrieblich anfallenden Kostenpositionen den jeweils gezahlten Fördersätzen und den jeweils gehandelten Marktpreisen gegenübergestellt werden. Da dies jedoch den Rahmen der Dissertation bei weitem überschreiten würde, sollen hier theoretische Erwägungen und Bewertungen ausnahmsweise genügen. Es ist demnach allein auf die generelle Möglichkeit eines permanent rentablen Absatzes abzustellen.

1223 Vgl. BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143.

mittlung für das Gesamtsystem. Es besteht damit (mittelbar) ein entsprechendes Überförderungsverbot.

Gleichzeitig bewirkt eine angemessene Risikenvermittlung, dass ein gewisses Maß an Investitionssicherheit¹²²⁴ gewährleistet wird. Ansonsten würde auf Seiten der jeweiligen Akteure schlechtestenfalls ein Investitionsstopp ausgelöst, soweit die wirtschaftlichen Risiken die Gewinnchancen ausreichend stark überwögen. Dies wird auch durch die EEG-Historie unterstrichen, wonach die Investitionssicherheit bereits beim ‚einfachen‘, regulären Ausbau der erneuerbaren Energien (ohne marktintegrative Bestreben) eine entsprechende Bedeutung einnahm.¹²²⁵ Investitionssicherheit bedeutet also, dass ein gewisser Grad an Amortisationssicherheit bei entsprechend wirtschaftlicher Betriebsführung bestehen muss.¹²²⁶ Das Vorgenannte ist erst recht für die noch ausstehenden Ausbauziele¹²²⁷ und somit für den Gesamterfolg der Energiewende von entsprechender Bedeutung.¹²²⁸ Dessen Realisierung wäre ansonsten in entsprechendem Maße gefährdet. Infolgedessen muss das Fördersystem gleichzeitig eine ausreichende Investitionssicherheit gewähren.

d.) Zwischenergebnis

Da dem ökonomischen Prinzip nur dann genügt wird, wenn das Fördersystem zur vollständigen Marktintegration erneuerbarer Energien führt, muss das Fördersystem sonach:

- Den jeweiligen Integranden die vorherrschenden allgemeinen Marktrisiken vermitteln und entsprechend aufbürden (Risikenvermittlung). Dies zeigt sich vor allem, soweit folgende Messbarkeitskriterien erfüllt sind:

1224 Vgl. zum Kriterium der Investitionssicherheit in der Historie des EEG BR-Drs. 341/11, S. 90; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 35.

1225 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 90; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 35.

1226 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36; vgl. zudem *BMU*, Erfahrungsbericht 2007, S. 35.

1227 Vgl. insoweit § 1 Abs. 2 EEG 2012; siehe BR-Drs. 341/11, S. 1 und S. 87; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 3 sowie S. 6.

1228 Vgl. dazu gerade BR-Drs. 341/11, S. 90; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 6 f. [insb. S. 7].

- Es darf (auf Grund seines Mechanismus und / oder der angesetzten Fördersätze) insbesondere keine permanenten Absatzmöglichkeiten bieten (Verbot der Überförderung) und
- gleichzeitig nicht zu stark verminderten Absatzmöglichkeiten führen (Generelle Erhaltung von Investitionssicherheit).

Letztlich bietet es sich auf Grund der starken inhaltlichen Verknüpfung an, die Erkenntnisse und Ergebnisse im Bereich der Investitionssicherheit und des Überförderungsverbotes im Wege einer Zusammenfassung nochmals ausdrücklich darzulegen. Dies gilt vor allem unter dem Aspekt, dass alle bisher dargelegten Kriterien (und damit das ökonomische Prinzip) auf diese Teilkriterien entsprechend einwirken.

6. Besonderer Parameter: Keine marktfremden Hemmnisse und / oder Risiken durch das Fördersystem und dessen Umsetzung

a.) Keine Hemmnis- und Risikensetzung durch das Fördersystem

Damit ein Fördersystem die Marktintegration erneuerbarer Energien erfolgreich herbeiführt und hierbei dem ökonomischen Prinzip genügt, muss es nicht nur allgemeine Marktrisiken vermitteln. Es darf auch selbst keinerlei Hemmnisse oder wirtschaftlichen Risiken bereiten. Ansonsten würde es marktferne Schranken setzen,¹²²⁹ welche die ‚Integranden‘ von einer erfolgreichen Teilnahme am Strommarkt abhalten könnten oder ihre Teilnahme am Strommarkt zumindest erschweren (marktintegrationswideriger Schrankenzubau). Es ist gerade das Ziel marktintegrativer Maßnahmen, das Bestehen entsprechender Marktschranken abzustellen (Gewährleistung eines tauglichen Förderumfeldes).

1229 Vgl. *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (P – Sk), 2391 f. [„potenzieller Wettbewerb“], wonach „Marktschranken [...] ihre Ursache in den vom Staat gesetzten rechtliche Rahmenbedingungen [...] haben“ (ebenda, S. 2391) können.

b.) Formen und Intensitäten derartiger Schranken

Die Schranken (Hemmnisse oder Risiken), die durch ein Fördersystem (künstlich) gesetzt werden können, sind vor allem nach drei Formen und Intensitäten zu differenzieren:

- ‚Finanzielle‘ beziehungsweise ‚wirtschaftliche Risiken‘: Das Fördersystem führt auf Grund seiner Ausgestaltung oder Umsetzung zu wirtschaftlich einschneidenden oder gar betriebswirtschaftlich existenzbedrohenden Folgen.
- ‚Mehraufwand‘: Das Fördersystem führt auf Grund seiner Ausgestaltung oder Umsetzung betriebswirtschaftlich zu einem erhöhten Aufwand¹²³⁰ bei den Adressaten, welcher den Einsatz von finanziellen, technischen und / oder personellen Mitteln¹²³¹ erfordert, die sodann nicht zur Teilnahme am Strommarkt zur Verfügung stehen (und diese sonach weniger rentabel machen).
- ‚Absolute Hemmnisse‘: Das Fördersystem setzt auf Grund seiner Ausgestaltung entsprechende Schranken, welche von den Akteuren auf Grund bestehender Gegebenheiten nicht / kaum überwunden werden können.

Die Grenzen zwischen ‚wirtschaftlichen Risiken‘ und bloßem ‚Mehraufwand‘ sind dabei fließend.

c.) Marktfremdheit als entscheidendes Wertungskriterium

Wie zuvor dargelegt stehen diese Hemmnisse der Teilnahme am Strommarkt grundsätzlich – wenn auch in unterschiedlichem Maße – entgegen. Nur soweit derartige Hemmnisse nicht bestehen, können sich die Akteure auch vollumfänglich auf die ‚eigentliche‘ Teilnahme am Strommarkt konzentrieren. Ansonsten führt das Fördersystem auf Seiten der ‚Integranden‘ zu einer Fehlallokation der betrieblichen Ressourcen: Die zur Marktteilnahme verfügbaren personellen, sachlichen wie auch

1230 Vgl. hierzu allgemein die Zweckrichtung der Managementprämie, welche die Zusatzkosten im Rahmen der Direktvermarktung decken soll, *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.].

1231 Vgl. hierzu allgemein den Umfang der Managementprämie, Anlage 4 Nr. 1.1. [„ P_M “] EEG 2012 sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.].

sonstigen (finanziellen) Mittel¹²³² würden nicht zur Marktteilnahme eingesetzt, sondern zur Teilnahme am Fördersystem und zur Einhaltung der von diesem vorgesehenen Tatbestandsvoraussetzungen, Pflichten etc.¹²³³ Es kommt damit zu betrieblichen Effizienzeinbußen. Gerade das Bestehen entsprechender Sanktionsregelungen kann in diesem Zusammenhang derartige Effekte herbeiführen oder weiter forcieren.¹²³⁴

Derartig negative Effekte treten aber nur dann auf, wenn die durch das Fördersystem generierten Hemmnisse und Risiken nicht markttypisch sind. Solche, dem energiewirtschaftlichen Marktgeschehen fremde Hemmnisse führen gerade zu den vorgenannten negativen betriebswirtschaftlichen Ressourcenverlagerungen – und damit zu fördersystematischen Ineffizienzen. Soweit ein Fördersystem lediglich markttypische Risiken abbildet respektive imitiert, sind diese im vorliegenden Parameter ohne Bedeutung. Sie sind hingegen im Rahmen des vorangegangenen Parameters zur Vermittlung und Abbildung markttypischer Risiken¹²³⁵ zu berücksichtigen. Infolgedessen sind nur diejenigen Hemmnisse und Risiken (Schranken) entscheidend, die nicht markttypisch sind (fördersystemimmanente Risiken).

Dies gilt vor allem dann, wenn die durch das Fördersystem erzeugten Hemmnisse durch die auszuschüttenden Fördermittel keine vollständige (mittelbare) Kompensation erfahren. Selbst wenn eine solche Kompensation nachweislich erfolgt, sind die Hemmnisse zwar in ihrer Wirkung gemindert, gleichwohl führen sie auf Grund ihrer Marktfremdheit zu nicht hinnehmbaren betrieblichen Fehlsteuerungen auf Seiten der Adressaten. Damit rückt das Fördersystem – und nicht die Marktteilnahme – in den Kernbereich der unternehmerischen Tätigkeit der jeweiligen Akteure. Somit sind derartige Hemmnisse – unabhängig von ihrer letztlichen Kompensation – weitestmöglich zu vermeiden. Sie können dabei

1232 Vgl. hierzu allgemein nochmals den Umfang der Managementprämie, Anlage 4 Nr. 1.1.1. [„ P_M “] EEG 2012 sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.].

1233 Das Vorgenannte stellt dabei (ausnahmsweise) vor allem auf das Handlungsmodell beschränkter Rationalität ab; zu diesem Handlungsmodell sei nochmals auf *Voigt*, Institutionenökonomik, S. 22 f. und *Richter / Furubotn*, Neue Institutionenökonomik, S. 2 ff. [insb. S. 4 f.] sowie Abschnitt C.VI.3., S. 192 f. verwiesen.

1234 Vgl. unter diesem Aspekt bereits jetzt exemplarisch *Salje*, EEG 2012, EEG 2012, § 33c Rn. 14, § 33d Rn. 16 f. und § 33f Rn. 17 ff.

1235 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.5., S. 225 ff.

höchstens dann gerechtfertigt sein, soweit sie zum Realisieren der übrigen Ziele – insbesondere einer effektiven Vermeidung von Missbrauchs- und Mitnahmeeffekten – zwingend erforderlich und letztlich verhältnismäßig sind.

d.) Zwischenergebnis und abschließende Bemerkungen

Zur Herbeiführung der vollständigen Marktintegration erneuerbarer Energien – und damit zur Einhaltung des ökonomischen Prinzips – muss ein Fördersystem:

- Marktfremde Hemmnisse und Risiken grundsätzlich vermeiden;
- es sei denn, dass ausnahmsweise eine Rechtfertigung durch andere Fördersystemziele erfolgt (insbesondere unter Berücksichtigung der Erforderlichkeit / Verhältnismäßigkeit).

Abschließend ist zu diesem Parameter anzumerken, dass dieses – dem ersten Anschein nach – inhaltlich auch den allgemeinen Parametern zugeordnet werden könnte. Es stellt gleichzeitig die vollständige Funktionsfähigkeit des Fördersystems sicher. Insofern setzt es vor allem den Gedanken, welcher dem Parameter der Vermeidung überkomplexer Systeme zugrunde liegt, entsprechend fort. Es weist jedoch vor allem einen starken Bezug zu den marktwirtschaftlichen Risiken – und damit zu den eigentlichen marktwirtschaftlichen Zusammenhängen (Marktintegration i.e.S.) – auf, sodass eine Behandlung im Rahmen der besonderen Parameter auf Grund des Sachbezugs zu erfolgen hat.

Zur durchzuführenden Prüfung sei angemerkt, dass sich im Rahmen des Parameters der Vermeidung überkomplexer Systeme bereits erste Anhaltspunkte ergeben können, welche Tatbestandsvoraussetzungen, Pflichten oder sonstige Gestaltungen des Fördersystems zu entsprechenden Hemmnissen führen können. Da zur vollständigen Beantwortung dieser Fragestellung grundsätzlich alle Tatbestandsvoraussetzungen, vorgesehenen Pflichten etc. anhand des herausgearbeiteten Parameters überprüft werden müssten, würde dies den Umfang der vorliegenden Dissertation bei weitem überschreiten. Von daher ist es zwingend, allein diejenigen gesetzlich vorgesehenen Voraussetzungen, Pflichten etc. zu überprüfen, welche die größte Intensität aufweisen (können) und somit für den Erfolg der Marktintegration von entsprechender Bedeutung sind („Praxisrelevanz“).

Daneben sei darauf hingewiesen, dass eine entsprechende Vermeidung marktfremder Risiken durch das Fördersystem ebenso positiv auf das Kriterium der Investitionssicherheit einwirkt. Insoweit wird die Notwendigkeit einer entsprechenden Zusammenfassung zur Investitionssicherheit nochmals unterstrichen. Diese sollte gegen Ende erfolgen, um alle Einflussfaktoren zu berücksichtigen.

7. Besonderer Parameter: Grundsätzliche Differenzierung im Rahmen des Fördersystems nach den die Marktintegrationsfähigkeit prägenden Kriterien

a.) Grundsätzliche Heterogenität der ‚Integranden‘ und das Bedürfnis entsprechender Differenzierung

Im Rahmen der vorangegangenen Abhandlung hat sich gezeigt, dass die Marktintegration kein ‚digitaler‘ Prozess ist, der unmittelbar realisiert werden kann. Vielmehr handelt es sich um einen langfristigen Vorgang, der – entsprechend dem zugrunde liegenden Markt(modell)¹²³⁶ – selbst verschiedene Phasen durchläuft. Aus diesem Grund muss sich das jeweilige Fördersystem (selbstständig) an die einzelnen Phasen der Marktintegration assimilieren, es muss also entsprechend lernfähig sein und seine Förderbedingungen und Instrumente variieren können.¹²³⁷ Zugleich ist für die erfolgreiche Marktintegration erneuerbarer Energien entscheidend, auf die jeweiligen Integranden und deren Eigenschaften abzustellen. Dies rührt daher, dass die jeweiligen Marktteilnehmer (Akteure) als essenzieller Bestandteil des Marktes nicht nur den marktwirtschaftlichen Veränderungen (Marktphasen) unterworfen sind,¹²³⁸ sondern erst recht dem jeweiligen marktintegrativen (Förder-)Fortschritt.

1236 Zu den jeweiligen Phasen der Marktentwicklung siehe nochmals *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L – O), S. 2028 [„Marktphase“]; *Heuss*, Allgemeine Markttheorie, S. 15 ff.; *Aberle*, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 22 f.; siehe dazu nochmals Abschnitt C.VI.6.a.)bb.), S. 201 f.

1237 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.6., S. 200 ff.

1238 Vgl. *Heuss*, Allgemeine Markttheorie, S. 15 ff.; *Aberle*, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, S. 22 f.

Um der Marktintegration erneuerbarer Energien zum vollständigen Erfolg zu verhelfen und die im Rahmen des Fördersystems einzusetzenden Ressourcen nach dem ökonomischen Prinzip einer bestmöglichen Verwendung¹²³⁹ zuzuführen, muss das Fördersystem (gleichzeitig) den Ausgangsbedingungen der jeweiligen Adressaten angemessen Rechnung tragen. Diese unterliegen in der (energie-)marktwirtschaftlichen Realität – anders als in zunächst getroffenen theoretischen Annahmen – keiner vollständigen Homogenität, sondern sind vielmehr vollkommen heterogen.¹²⁴⁰ Dies folgt schon aus dem Einsatz verschiedenster Erzeugungsanlagen am Strommarkt.¹²⁴¹ Entsprechend den jeweils unterschiedlichen Ausgangsbedingungen können die Fähigkeit (und damit auch die Art und Weise der Herbeiführung) erfolgreicher Marktintegration variieren, sodass das Fördersystem die jeweiligen Eigenschaften der Akteure grundsätzlich berücksichtigen muss.¹²⁴² Es hat demnach die jeweilige Integrationsfähigkeit (insbesondere als Ausgangsposition) zu beachten. Ansonsten besteht das Risiko, dass es zu Fehlförderungen kommt.¹²⁴³ Diese könnten dabei in verschiedenster Form und Intensität auftreten. So kann die mangelnde Differenzierung zur generellen Unter-

1239 Siehe allgemein zum ökonomischen Prinzip nochmals *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, S. 64 und vor allem nochmals Abschnitt C.IV.2 und 3, S. 178 ff.

1240 Insofern sind „Modelle – und damit auch die getroffenen Annahmen – [nämlich eine] „bewusste Vereinfachung der Realität, die dabei helfen können, als zentral erachtete Eigenschaften der Realität besser zu verstehen“ (*Voigt*, Institutionen-ökonomik, S. 21).

1241 Vgl. insoweit allein die Auflistung der in § 3 Nr.3 EEG 2012 geförderter erneuerbaren Erzeugungsarten, zu denen in der Realität noch jegliche weitere fossile wie auch sonstige regenerative Kraftwerke (die jeweils nicht vom EEG erfasst werden) hinzukommen (zum Beispiel Kohle-, Gas-, Atomkraftwerke etc.); vgl. *Sensfuß / Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung erneuerbarer Stromerzeugung, S. 3 (ff.), abrufbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_FP_IE_WT_2011.pdf (zuletzt abgerufen am: 10.2.2014), die im Rahmen der Entwicklung und Konzeption der Marktprämie zunächst auf den „relative[n] Marktwert der verschiedenen Technologien“ (ebenda) abstellen und somit die jeweiligen Eigenschaften der Anlagen und Akteure (mittelbar) berücksichtigen.

1242 Aus diesem Grund stellen anscheinend *Sensfuß / Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung erneuerbarer Stromerzeugung, S. 2 (ff.) auf die jeweiligen verschiedenen Erzeugungstechnologien entsprechend ab.

1243 Insofern kommt es zu einer Fortsetzung des Gedankens, welcher bereits dem Parameter der ‚Selbstlernfähigkeit‘ zugrunde liegt; siehe zur Fehlförderung nochmals Abschnitt C.VI.6.a.)cc.), S. 202 f., insb. Fußnote 1109.

oder Überförderung führen.¹²⁴⁴ Ferner kann sie dazu führen, dass von vornherein zur Marktintegration ungeeignete Akteure dennoch eine Förderung erfahren (Fehlförderung; ungerechtfertigte Gleichbehandlung). Dies bedeutet zugleich, dass sich die eingesetzten Förderressourcen jeweils als nutzlos erweisen würden, was nicht nur eine Ressourcenverschwendung, sondern vor allem einen Verstoß gegen das ökonomische Prinzip nach sich zöge.

b.) Differenzierungskriterien im Detail

Damit ein Fördersystem zur bestmöglichen Marktintegration der erneuerbaren Energien führen kann, muss es folglich diejenigen Eigenschaften berücksichtigen, welche für die Markt(integrations)fähigkeit der erneuerbaren Energien ursächlich sind. Welche Faktoren dies sind, ist im Nachfolgenden zu bestimmen.

aa.) Differenzierung nach Anlagentypus – Produktionsverhalten

Der erste Faktor, der auf die Markt(integrations)fähigkeit der jeweiligen Anlagen einen entscheidenden Einfluss nimmt, ist deren Produktionsverhalten. Nur soweit eine gezielte Drosselung oder Steigerung der Produktion auf Seiten der jeweiligen Erzeugungsanlagen möglich ist, kann eine Einspeisung „entsprechend der Bedarfssignale“¹²⁴⁵ erfolgen.¹²⁴⁶ So zeichnet sich in der energiewirtschaftlichen Realität jedoch ein bestimmter, letztlich sogar überwiegender Anteil¹²⁴⁷ der Erzeugungsanlagen (Wind- und solare Strahlungsenergie) durch eine (strenge)

1244 Siehe zur Unter- und Überförderung auch nochmals Abschnitt C.VI.6.a.)cc.), S. 202 f., insb. Fußnote 1107 und 1108.

1245 *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 39.

1246 *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 39.

1247 So betrug der Anteil der fluktuierenden Energieträger (Wind- und solare Strahlungsenergie) an der Endenergiebereitstellung im Jahr 2012 in Deutschland mehr als die Hälfte, vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in

Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot aus, welche auch als Dargebots-¹²⁴⁸ beziehungsweise „Witterungsabhängigkeit“¹²⁴⁹ beschrieben wird.¹²⁵⁰ Danach kann nur im Falle des Vorliegens eines entsprechenden¹²⁵¹ Primärenergieträgerangebots („wenn die Sonne scheint oder der Wind weht“¹²⁵²) die Produktion von elektrischer Energie erfolgen.¹²⁵³ Infolgedessen ist auf Seiten derartiger Energieträger eine spürbare Limitierung der erzielbaren Produktionsmenge sowie vor allem

Deutschland im Jahr 2012, Folie 4 und *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380].

1248 Anstatt vieler *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 39.

1249 *Schröer*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Förderpolitik am Scheideweg, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657].

1250 Siehe dazu exemplarisch *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657]; siehe zudem *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332], diese sprechen diesbezüglich von einer Abhängigkeit „von den meteorologischen Gegebenheiten“ (ebenda); vgl. zudem *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 9 ff. [insb. S. 39 und S. 66] sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380].

1251 Dabei genügt jedoch nicht nur das generelle Vorliegen eines Primärenergieträgerangebots, zugleich muss dieses eine bestimmte Intensität aufweisen (zum Beispiel kein Stark- oder Schwachwind bei Windenergie etc.), vgl. (zur Windenergie) *Hofer*, in: *Bartsch / Röhling / Salje / Scholz*, Stromwirtschaft, Kapitel 33 Rn. 10 f.; *Kehl / Kaltschmitt / Streicher* in: *Kaltschmitt / Streicher / Wiese*, Erneuerbare Energien, S. 313 ff.; *Kahle / Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, § 29 Rn. 10.

1252 *Fickers*, Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelenergieprodukten, ZNER 2009, S. 17 [S. 17]; mit einer fast identischen Formulierung ebenfalls *Nestle*, Gleitende Marktprämie im EEG: Chance oder Risiko für die Erneuerbaren?, et 3/2011, S. 14 [S. 16] („wenn Wind weht oder die Sonne scheint“, ebenda) sowie *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 2 („wenn der Wind weht bzw. die Sonne scheint“, ebenda).

1253 Vgl. exemplarisch *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16]; *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; vgl. zudem *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332], *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 39 und S. 66; *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

der „Einsatzflexibilität“¹²⁵⁴ zu verzeichnen.¹²⁵⁵ Die vorgenannte Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot führt damit automatisch zu einer Volatilität der Produktion sowie der Einspeisung von Strom.¹²⁵⁶

Vollkommen anders stellt sich die Situation auf Seiten der steuerbaren Energieträger dar. So sind vor allem Biomasseanlagen bezüglich ihres Erzeugungsverhaltens steuerbar, womit sich technischerseits die Möglichkeit einer bedarfsgerechten Erzeugung ergibt.¹²⁵⁷ Steuerbare Energieträger sind gerade dazu in der Lage, ihren Zeitpunkt der Einspeisung eigenständig zu bestimmen.¹²⁵⁸ Im Gegensatz zu den fluktuierenden Energieträgern (Wind- und solare Strahlungsenergie) sind diese demnach grundsätzlich grundlastfähig.¹²⁵⁹

Darüber hinaus ergeben sich je nach Anlagentypus nicht nur Unterschiede bezüglich der generellen Steuerbarkeit. Vielmehr lassen sich auch Unterschiede bezüglich der jeweiligen „Anfahrzeiten“¹²⁶⁰ der jeweiligen (EE-)Anlagen verzeichnen.¹²⁶¹ So zeichnet sich vor allem Biogas durch „sehr kurze[.] Anfahrzeiten“¹²⁶² aus.¹²⁶³ Insgesamt folgt

1254 *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 39.

1255 *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 39.

1256 Siehe exemplarisch *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657], wonach mit der „Witterungsabhängigkeit [...] eine sehr volatile Stromeinspeisung verbunden [ist]“ (ebenda). Zur Volatilität der Einspeisung und deren Auswirkungen auf das Energiesystem sei auch verwiesen auf *Vahrenholt*, Die erneuerbaren Energien im Stromversorgungssystem: eine gelungene Integration?, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654].

1257 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

1258 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 18].

1259 Vgl. *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657]; vgl. dazu auch *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17], wonach Strom aus Biogasanlagen auf Grund seiner Steuerbarkeit für eine vollständige Versorgung mit EE-Strom von hoher Relevanz ist.

1260 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

1261 Vgl. insoweit zu den unterschiedlichen Anfahrzeiten ‚konventioneller‘ Kraftwerke *Balling / Schmid / Tomschi*, Regelfähigkeit von Kraftwerken, abrufbar unter: <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=176721> (zuletzt abgerufen am: 21.10.2013).

1262 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

1263 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

daraus, dass das Produktionsverhalten für die Markt(integrations)fähigkeit der jeweiligen Anlagen von entscheidender Bedeutung ist. Dieses ist dabei unmittelbar mit dem Typus der jeweiligen Anlage verknüpft, sodass dieser ein entscheidendes Differenzierungskriterium darstellt.

bb.) Differenzierung nach Anlagentypus – Gestehungskosten

Gleichzeitig ergibt sich aus dem Anlagentypus noch ein zweites Differenzierungskriterium. So fallen je nach Anlagentypus und Erzeugungsart (je erzeugter Einheit Strom) grundsätzlich unterschiedlich hohe Gestehungskosten an.¹²⁶⁴ Dabei weisen die fluktuierenden Erzeugungsarten Wind- und solare Strahlungsenergie sogar Grenzkosten von (beinahe) null auf.¹²⁶⁵ Das Angebot der Primärenergieträger Sonne, Wasser und Wind ist insofern ‚umsonst‘.¹²⁶⁶ Dies bedeutet wiederum nicht, dass die Gesamtkosten ebenfalls (beinahe) null sind – es fallen nach der Installation der Anlage lediglich keine zusätzlichen Produktionskosten an.¹²⁶⁷ Im Gegensatz zu den fluktuierenden Erzeugungsarten verzeichnen die steuerbaren Energieträger Grenzkosten im positiven Bereich.¹²⁶⁸ Es fallen

1264 Vgl. allein die Darstellung der Grenzkosten der unterschiedlichen Kraftwerke im Rahmen der Merit Order bei *Bode / Groscurth*, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 738 Abbildung 2]; vgl. zudem *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 102; vgl. auch allein die unterschiedlichen Mindestvergütungstarife je nach Anlagenart, §§ 23 ff. EEG 2012.

1265 *Bode*, Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 [S. 644]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

1266 Insoweit wird auch vereinfacht, aber gleichwohl treffend davon gesprochen und beworben, dass „Wind und Sonne [...] keine Rechnung [schicken würden]“ (JuWi, Wirtschaftlich & zuverlässig, abrufbar unter: http://www.juwi.de/ueber_uns/vision/wirtschaftlich_und_zuverlaessig.html (zuletzt abgerufen am: 2.3.2013)), vgl. ebenda.

1267 *Bode*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 [S. 644]. Insofern besteht bezogen auf die Gesamtkosten insgesamt ein Kostennachteil gegenüber den regulären, konventionellen Anbietern, siehe ebenda. Dies bedeutet letztlich, dass sich der Kostenvorteil ersparter ‚Einsatzstoffe‘ im Wege der Berücksichtigung insbesondere der jeweiligen Anlagenpreise, Betriebskosten sowie sonstigen Einflussfaktoren auf die Gestehungskosten je erzeugter Kilowattstunde gleichwohl wieder relativiert.

1268 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

gerade „Kosten für den Brennstoffeinsatz“¹²⁶⁹ an.¹²⁷⁰ Darüber hinaus sind je nach Anlagentypus noch weitere, teils deutlich unterschiedliche Kosten für den Betrieb und den Unterhalt der jeweiligen Erzeugungsanlage zu verzeichnen.¹²⁷¹

Insgesamt prägt der Anlagentypus die jeweilige Kostenentstehung und Preisgestaltung deutlich. Er stellt demnach ein für die Markt(integrations)fähigkeit relevantes (Differenzierungs-)Kriterium dar.

cc.) Differenzierung nach Anlagengröße, -leistung und -anzahl

Weiteren Einfluss auf die Markt(integrations)fähigkeit der jeweiligen Erneuerbare-Energien-Anlagen nimmt der Faktor der Anlagengröße. Bereits im Vorhergehenden wurde ausgeführt, dass die Produktions- und Gestehungskosten mit wachsender Produktionsmenge entsprechend absinken beziehungsweise abgesenkt werden können.¹²⁷² Dies bedeutet gleichzeitig, dass mit wachsender Anlagengröße und -leistung entsprechende Größenvorteile eintreten, sodass auch die Gestehungskosten der Stromproduktion mit zunehmender installierter Leistung entsprechend absinken.¹²⁷³ Gleiches gilt für ein (entsprechend vergrößertes) Anlagenportfolio. Ein solches, aus einer Vielzahl von idealerweise verschiedensten Anlagen bestehendes Portfolio führt darüber hinaus zu entsprechenden Verbesserungen und Skaleneffekten im Bereich der Erzeugungsprognose

1269 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

1270 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

1271 Dabei sind vor allem Grundlastkraftwerke durch hohe Investitions-, aber verhältnismäßig niedrige Grenzkosten geprägt, wohingegen bei Spitzenlastkraftwerke eine genau umgekehrte Kostenstruktur (niedrigere Investitionskosten, hohe Grenzkosten) vorliegt, *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 57.

1272 Vgl. nochmals *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (F – H), S. 1326 [„Größenvorteile“]; *dies.*, Gabler Wirtschaftslexikon (Bf – E), S. 777 [„economies of scale“]; vgl. BT-Drs. 14/2776, S. 19; siehe dazu auch nochmals Abschnitt C.VII.3.b.), S. 218.

1273 Vgl. BT-Drs. 14/2776, S. 23, wonach gerade „kleinere[...] dezentrale[...] Anlagen“ (ebenda) „höhere[...] Stromgestehungskosten“ (ebenda) aufweisen; vgl. insoweit zur Direktvermarktung *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

(Qualität und Risiko), der Erzeugung sowie der gesamten Vermarktung.¹²⁷⁴ So stellt die Anlagenzahl ebenfalls ein Kriterium dar, welches die Markt(integrations)fähigkeit beeinflusst.

dd.) Differenzierung nach Anlagenalter

Abseits der vorgenannten Kriterien wirkt auch das Alter der jeweiligen Erzeugungsanlage auf die Markt(integrations)fähigkeit ein. So stehen der Lebenszyklus und das Alter der jeweiligen Anlage vor allem mit der Amortisation der getätigten Investitionen in Zusammenhang. Sonach sinken mit steigendem Alter grundsätzlich die Gestehungskosten. Demgegenüber fallen mit technischem Fortschritt die Produktionskapazität der Anlage sowie das Produktionsverhalten (Effizienzsteigerungen) besser aus als bei älteren Anlagen oder es sind zumindest entsprechende Preissenkungen¹²⁷⁵ zu verzeichnen.¹²⁷⁶ Diesen Vorteilen steht wiederum die (noch nicht im entsprechenden Maße stattgefundene) Amortisation der Anschaffungskosten gegenüber. Auch in weiteren Bereichen¹²⁷⁷ wirkt sich das Anlagenalter auf die Markt(integrations)fähigkeit aus, sodass es zumindest in gewissen Maßen berücksichtigt werden muss. So ist vor

1274 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329]; vgl. zudem *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16 f.]; *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 36]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19]; zu den Vorteilen virtueller Kraftwerke sei verwiesen auf *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17] sowie vor allem Abschnitt F.III.2.a.)bb.), S. 594 ff.

1275 *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 20 Rn. 2.

1276 Vgl. dazu *Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 20 Rn. 2, wonach der Sinn der Degression im Rahmen der EEG-Vergütung gerade darin besteht, derartige technische Neuerungen oder Kostensenkungen herbeizuführen, siehe ebenda; vgl. *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, ZfE 2012, S. 243 [S. 244], wonach von „sinken[den] [...] Vollkosten [...] aufgrund technologischen Fortschritts“ (ebenda) ausgegangen wird.

1277 So sind ebenfalls unterschiedlich anfallende Betriebs-, Wartungs- und Reparaturkosten im Verlauf des Anlagenalters zu verzeichnen, siehe insoweit zur Betriebskostenentwicklung bei Windenergieanlagen *Fraunhofer IWES*, Windmonitor, Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten, abrufbar unter: http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=240&lang=de (zuletzt abgerufen am: 23.10.2013) sowie *dass.*, Windmonitor, Betriebskosten, abrufbar unter: http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=235&lang=de (zuletzt abgerufen am: 23.10.2013).

allem bei neue(re)n Anlagen langfristig der höchste marktintegrative Erfolg zu erwarten.

c.) Grenzen der Differenzierung durch das Wirtschaftlichkeitsprinzip,
Zwischenergebnis und weitere Anmerkungen

aa.) Zwischenergebnis: Differenzierungskriterien

Um dem ökonomischen Prinzip zu genügen, muss das jeweilige Fördersystem grundsätzlich auf die Markt(integrations)fähigkeit der jeweiligen Akteure Rücksicht nehmen (Postulat weitestmöglich individueller Förderung). Als relevante Faktoren zur Bestimmung der jeweiligen Markt(integrations)fähigkeit konnten dabei vor allem die (individuellen) Gestehungskosten sowie das (insbesondere technischerseits mögliche) Produktionsverhalten herausgebildet werden.

Diese werden wiederum beeinflusst durch:

- den vorherrschenden Anlagentypus (Produktionsverhalten, Gestehungskosten)
- die Anlagengröße und -anzahl (insbesondere Gestehungskosten, Effekte auf die Produktion etc.) sowie
- das Anlagenalter (insbesondere Gestehungskosten auf Grund der jeweiligen Amortisation).

Die vorgenannten Kriterien stellen also den entscheidenden Anknüpfungspunkt zur Differenzierung dar.

bb.) Das ökonomische Prinzip als Grenze der vollumfänglichen Differenzierung

Das Kriterium vollkommener Differenzierung des Fördersystems findet zwar seine Begründung, aber auch seine Grenzen im ökonomischen Prinzip. Demnach darf die jeweilige Differenzierung nicht mehr Kosten (Aufwand) herbeiführen als sie letztlich an Nutzen in Form einer zielgenauen Förderung ermöglicht.¹²⁷⁸ Insbesondere im Falle mangelnder

¹²⁷⁸ Vgl. dazu BT-Drs. 14/2776, S. 22, wonach zur Limitierung des Aufwands (unter anderem) „auf Seiten der Netzbetreiber und staatlichen Stellen [...] an dem

Differenzierung durch das Fördersystem ist daher zu prüfen, ob diese auf Grund des ansonsten bestehenden Aufwands insgesamt gerechtfertigt werden kann. Weitere Grenzen findet sie in den übrigen Parametern, insbesondere der Vermeidung überkomplexer Systeme.

cc.) Anmerkungen zum Prüfungsaufbau und zur Verortung des Parameters

Zum Prüfungsaufbau sei noch Folgendes anzumerken: Da die vorgenannten Kriterien im Zuge der jeweiligen zuvor erarbeiteten besonderen Parameter gewisse Auswirkungen herbeiführen werden, müssen diese bereits dort berücksichtigt werden.¹²⁷⁹ Im Wege einer abschließenden Gesamtschau kann unter Rückgriff auf die gewonnenen Erkenntnisse sodann vollumfänglich bestimmt werden, ob das Fördersystem auf die Markt(integrations)fähigkeit der jeweiligen Akteure ausreichend Rücksicht genommen hat.

Darüber hinaus ist zu konstatieren, dass der Differenzierungsparameter inhaltlich im gewissen Maße auch den allgemeinen Parametern zugeordnet werden könnte, indem er für grundsätzlich angemessene Ausgangsbedingungen der Förderung Sorge tragen soll. Inhaltlich steht bei diesem aber vor allem die Wirkung der jeweiligen Teilkriterien auf die Markt(integrations)fähigkeit – und damit auf den Strommarkt – im Vordergrund der Untersuchung, sodass der Parameter nach wie vor den besonderen Parametern zuzuordnen ist.

Prinzip der bundeseinheitlichen Mindestvergütung [unter Verzicht auf eine einzelfallbezogene Wirtschaftlichkeitsprüfung] festgehalten [wurde]“ (ebenda); zum ökonomischen Prinzip und zur damit verbundenen Kosten-Nutzen-Analyse sei nochmals auf Abschnitt C.II.2.d.), S. 173 f. sowie C.IV.2 und 3, S. 178 ff. wie vor allem Abschnitt C.VI.7.a.), S. 206 verwiesen.

1279 Dies gilt insbesondere für den Parameter zur Erzielung einer nachfrage- und marktgerechten Erzeugung, siehe insoweit Abschnitt E.III., S. 443 ff.

VIII. Marktintegration erneuerbarer Energien durch das Fördersystem – abschließende Bewertung durch Gesamtschau der vorgenannten Parameter

1. Bestimmung der marktintegrativen Wirkung des Fördersystems durch Gesamtergebnisbildung

Ausgehend von den herausgearbeiteten allgemeinen und besonderen Parametern ergibt sich schließlich in Gesamtschau, ob und inwieweit das eingesetzte Fördersystem zur Marktintegration erneuerbarer Energien führt. Hierfür sind die Ergebnisse der jeweiligen Parameter zu rekurrieren und am Parameter der Nachhaltigkeit zu messen. Besteht das Fördersystem jede dieser Prüfungen, führt es zu einer vollständigen Marktintegration. Sind hingegen nur bestimmte Parameter erfüllt, ist anhand deren Bedeutung für den Gesamterfolg der Marktintegration der erneuerbaren Energien wertend zu bestimmen, inwieweit der Gesetzgeber die Erreichung seines gesetzten Ziels zumindest gefördert hat.

2. Bestimmung der erreichten Effizienz i.S.d. ökonomischen Prinzips

Abschließend ist es möglich – wie bereits im allgemeinen Parameter der Kosten und Gesamteffizienz beschrieben, das Fördersystem und dessen Wirkung am ökonomischen Prinzip zu messen und dessen (juristische) Gesamteffizienz zu bestimmen.¹²⁸⁰ Insgesamt lässt sich damit deutlich aufzeigen, inwieweit das Fördersystem überhaupt dem ökonomischen Prinzip genügt.¹²⁸¹

IX. Zusammenfassung der zu prüfenden Parameter

Bevor im Nachfolgenden die eigentliche Prüfung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung beginnt, werden noch einmal alle einzelnen allgemeinen und besonderen Parameter (Kriterien) aufgelistet, wobei sich diese teilweise beeinflussen können:

1280 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VI.7.a.), S. 206.

1281 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VI.7.a.), S. 206.

- Allgemeine Parameter
 - Die grundsätzliche Nutzung eines Fördersystems als zwingende Bedingung für dessen Erfolg – die Inanspruchnahme des Fördersystems als Resultat und unter Berücksichtigung gesetzgeberischer Anreizsetzung
 - Grundsätzlich Nutzung des jeweiligen Fördersystems als Gesamterfolgsbedingung
 - Anreizsetzung durch das Fördersystem, deren Notwendigkeit und qualitative Bewertung anhand der Fördersystemnutzungsrelation
 - Vermeidung überkomplexer Systeme
 - Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems
 - Vermeidung von (kurzzeitigen) Mitnahmeeffekten
 - Effektive Missbrauchs- und Fehlgebrauchsvermeidung
 - Selbstlernfähigkeit des Fördersystems
 - Grundsätzlich Anpassungsfähigkeit des Fördersystems
 - Unmittelbarkeit der vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten
 - Stetige Durchführung einer Evaluation im Rahmen des Fördersystems
 - Evaluationsfähigkeit des Fördersystems
 - Kostengünstigkeit und Gesamteffizienz
 - Insbesondere das Gebot der Mehrkostenvermeidung¹²⁸²
 - Bestmögliche Kosten-Nutzen-Relation i.S.d. ökonomischen Prinzips
- Besondere Parameter
 - Selbstständige Teilnahme am Strommarkt unter Berücksichtigung der verschiedenen Handelsplätze sowie üblicher Handelsprodukte
 - Teilnahme am Strommarkt
 - Selbstständigkeit und Unmittelbarkeit der Marktteilnahme
 - Möglichkeit und Anreize der Teilnahme an allen Handelsplätzen und des Anbietens aller Handelsprodukte unter Berücksichtigung des Verbots (faktischer) Beschränkungen (Handelsplatzbindung durch das Fördersystem)

1282 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13.

- Möglichkeit der Vernetzung auf dem Strommarkt
 - Zulässigkeit von Vernetzungen unter den jeweiligen Akteuren auf dem Strommarkt sowie erst recht auch ‚innerhalb‘ des Fördermechanismus
 - in der Praxis (Fördersystemanwendung) attestierbare Vernetzungen
- Nachfrage- und Marktpreisorientierung der Anlagenbetreiber – Anpassung an die jeweilige Marktsituation, also vor allem
 - Produktion und Vermarktung (Angebot) bei hohem Marktpreis / hoher Nachfrage (Bedarf)¹²⁸³
 - Keine / weniger Produktion und Vermarktung bei niedrigen Marktpreisen / wenig(er) Nachfrage (Bedarf)¹²⁸⁴
- Angleichen der Preise an allgemeine Marktpreise (Preissenkungsanreize)
 - Insb. keine Fördersätze oberhalb des Mindestvergütungsniveaus
- Vermittlung und entsprechendes Aufbürden der Risiken des Strommarktes
 - Es darf (auf Grund seines Mechanismus und / oder der angesetzten Fördersätze) insbesondere keine permanenten Absatzmöglichkeiten bieten (Verbot der Überförderung) und
 - gleichzeitig nicht zu stark verminderten Absatzmöglichkeiten führen (Generelle Erhaltung von Investitionssicherheit)
- Keine marktfremden Hindernisse und / oder Risiken durch das Fördersystem und dessen Umsetzung
 - Grundsätzliche Vermeidung marktfremder Hemmnisse und Risiken
 - Es sei denn: Ausnahmsweise Rechtfertigung durch andere Fördersystemziele
- Grundsätzlich Differenzierung im Rahmen des Fördersystems nach den die Marktintegrationsfähigkeit prägenden Faktoren der

1283 Vgl. *Altrock / Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 64 Rn. 32; *Hartwig*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 64f Rn. 25; *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

1284 Vgl. *Altrock / Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 64 Rn. 32; *Hartwig*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 64f Rn. 25; *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

C. Anforderungen an ein marktintegratives Fördersystem – Prüfungsparameter

Gestehungskosten sowie des Produktionsverhaltens, geprägt durch die Kriterien

- des vorherrschenden Anlagentypus (Produktionsverhalten, Gestehungskosten),
- der Anlagengröße und -anzahl (insbesondere Gestehungskosten, Effekte auf die Produktion etc.) sowie
- des Anlagenalters (insbesondere Gestehungskosten auf Grund der jeweiligen Amortisation).

Die besonderen Parameter repräsentieren dabei die Anforderungen, welche ein Fördersystem zwecks erfolgreicher Marktintegration im Schwerpunkt zu bewerkstelligen hat.

D. Die Direktvermarktung auf dem Prüfstand – allgemeine Anforderungen an ein Fördersystem

Um die eingangs aufgeworfene Fragestellung zu beantworten, ob und inwieweit das implementierte System der Direktvermarktung einen Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten kann, sind nun die zuvor entwickelten Prüfungskriterien (Parameter) heranzuziehen. Die Prüfung beginnt bei den allgemeinen Parametern, welche die allgemeinen Erfolgsbedingungen eines Fördersystems – und damit die Ausgangsbedingungen jeglicher marktintegrativer Effekte – abbilden.¹²⁸⁵ Hierbei ist nicht nur die Gesamtwirkung der Direktvermarktung, sondern insbesondere auch die Einzelwirkung der implementierten Instrumente zu untersuchen. Sollte sich dabei bereits im Rahmen der allgemeinen Parameter eine mangelnde Eignung eines oder mehrerer Instrumente attestieren lassen, ist die (nachfolgende) Prüfung auf die nach allgemeinen Kriterien geeigneten Instrumente respektive Systemformen zu beschränken (Konkretisierung des Prüfungsgegenstandes). Denn ausschließlich diese können überhaupt zum marktintegrativen Erfolg beitragen.

I. Nutzung des Direktvermarktungssystems als marktintegrative Erfolgsbedingung und Resultat gesetzgeberischer Anreizsetzung

Ausgangs- und Grundbedingung eines jeden Fördereffekts wie auch -erfolgs ist die Nutzung des implementierten Fördersystems durch die Adressaten.¹²⁸⁶ Diese ist wiederum durch eine entsprechende Anreizsetzung bedingt.¹²⁸⁷ Ob das Fördersystem eine Nutzung durch die Adressaten anreizt wie auch erfährt, ist im Nachfolgenden zu untersuchen.

1285 Siehe dazu auch nochmals Abschnitt C.V.2., S. 183 f. und C.VI, S. 184 f.

1286 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.2.a.), S. 186 f.

1287 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.2.b.), S. 187 f.

1. Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung und deren Notwendigkeit

a.) Grundsätzliche Freiwilligkeit der Inanspruchnahme der Direktvermarktung

Bevor analysiert wird, ob und inwieweit das System der Direktvermarktung über eine entsprechende Anreizsetzung verfügt und eine entsprechende Nutzung durch die Adressaten erfährt, ist zunächst zu prüfen, ob eine Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung überhaupt notwendig ist. Eine Anreizsetzung i.e.S. genügt grundsätzlich nur dann dem ökonomischen Prinzip, soweit die Teilnahme am Förderungssystem der Direktvermarktung überhaupt freiwillig ausgestaltet ist. Ist ein Akteur nämlich von Gesetzes wegen von vornherein seiner Wahlmöglichkeit beraubt, kann ihn die allgemein vorgesehene Anreizsetzung kaum noch in der Entscheidungsfindung der jeweiligen Verwertungsform (vorliegend: Mindestvergütung, Eigenverbrauch oder Direktvermarktung)¹²⁸⁸ unmittelbar beeinflussen.¹²⁸⁹ Bei Vorliegen einer entsprechenden Anreizsetzung ist somit ein Verstoß gegen das ökonomische Prinzip zu befürchten.¹²⁹⁰

Untersucht man unter diesem Aspekt das neu implementierte Direktvermarktungssystem und betrachtet die in Teil 3a des EEG 2012 niedergelegten Direktvermarktungsvorschriften, ist vor allem § 33a Abs. 1 EEG 2012 von Bedeutung. In dieser „zentrale[n] Norm“¹²⁹¹ wird die „grundsätzliche Zulässigkeit der Direktvermarktung beschr[ieben] und zugleich de[r] Begriff der ‚Direktvermarktung‘ legaldefiniert“^{1292, 1293}

1288 Siehe zu den einzelnen Förder- und / oder Verwertungsformen des EEG auch nochmals Abschnitt B.V.5.c.), S. 118.

1289 Die Anreizsetzung kann sich dann nur noch allgemein auf die Entscheidung auswirken, ob überhaupt noch in den Bau neuer EE-Anlagen (zukünftig) investiert wird. Siehe dazu auch nochmals Abschnitt C.VI.2.b.)bb.), S. 189.

1290 Siehe dazu noch einmal Abschnitt C.VI.2.b.)bb.), S. 189.

1291 BR-Drs. 341/11, S. 152; so bei *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.

1292 BR-Drs. 341/11, S. 152.

1293 BR-Drs. 341/11, S. 152; so *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5.

Hiernach „können [Anlagenbetreiber¹²⁹⁴] Strom aus Anlagen, die ausschließlich Erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f an Dritte veräußern“¹²⁹⁵. Aus dem Wortlaut der Vorschrift folgt insofern nicht nur, dass sie – bei Erfüllung dieser „Voraussetzungen“¹²⁹⁶ – die „Anwendbarkeit“¹²⁹⁷ der allgemeinen Folgevorschriften (§§ 33b bis 33f) entsprechend festlegt.¹²⁹⁸ Vielmehr folgt aus dem Wortlaut „können“¹²⁹⁹ (Hervorhebung durch den Verfasser), dass der Gesetzgeber den Anlagenbetreibern ein generelles Ermessen einräumt.¹³⁰⁰ Es existiert demgemäß eine reale Wahlmöglichkeit.¹³⁰¹ Die allgemeine Wahl der Direktvermarktung ist folglich freiwillig ausgestaltet.¹³⁰²

b.) Grundsätzliche Wahlmöglichkeit der Direktvermarktungsform, der Instrumentennutzung und des Direktvermarktungsanteils

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass die Direktvermarktung selbst nicht nur eine einzelne, sondern vielmehr drei „verschiedene Formen“¹³⁰³

1294 Auf die Nennung der femininen Form Anlagenbetreiberinnen wird – wie dargelegt – verzichtet; es wird insofern allein ein generisches Maskulinum verwandt.

1295 § 33a Abs. 1 EEG 2012.

1296 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.

1297 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.

1298 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.

1299 § 33a Abs. 1 EEG 2012.

1300 Vgl. bereits *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 16, wonach die Direktvermarktung gesetzlich als „Vermarktungsoption“ (ebenda) definiert wird.

1301 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6], dieser bezeichnet die Direktvermarktung „grundsätzlich als Option“ (ebenda), zu der „keine Verpflichtung“ (ebenda) bestehe; siehe *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 86; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 16, wonach die Direktvermarktung gesetzlich als „Vermarktungsoption“ (ebenda) definiert wird.

1302 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6]; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 86; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 16; siehe ebenda Fn. 1301.

1303 BR-Drs. 341/11, S. 153.

zur Verwertung des Stroms vorsieht.¹³⁰⁴ Diese werden von § 33b Nr. 1 bis 3 EEG 2012 abschließend festgelegt und beschrieben.¹³⁰⁵ Da auch der Wortlaut der Norm des § 33b EEG 2012 dem Anlagenbetreiber ein entsprechendes Ermessen einräumt („Eine Direktvermarktung nach § 33a *kann* in den folgenden Formen erfolgen“¹³⁰⁶ (Hervorhebung durch den Verfasser)), besteht auch bezüglich der in § 33b vorgesehenen Direktvermarktungsformen eine entsprechende Wahlmöglichkeit.¹³⁰⁷ Dies gilt jedoch unter dem Aspekt, dass sich diese grundsätzlich gegenseitig ausschließen¹³⁰⁸.

Der Vollständigkeit halber sei in diesem Kontext noch darauf hingewiesen, dass das Direktvermarktungssystem (dem Wortlaut nach) zusätzlich noch eine „Wahlfreiheit“¹³⁰⁹ (Freiwilligkeit) bezüglich des Anteils der Direktvermarktung in zweifacher Hinsicht vorsieht, vgl. § 33f EEG 2012.¹³¹⁰ Insofern „*dürfen* [Anlagenbetreiber] den in ihrer Anlage erzeugten Strom anteilig auf die Vergütung nach § 16 und die Direktvermarktung nach § 33a [verteilen]“¹³¹¹ (Hervorhebung durch den Verfasser;

1304 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153; siehe dazu nochmals *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 16 ff. sowie § 33b Rn. 1 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 1 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 3 ff.; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 1 ff.; siehe vor allem nochmals Abschnitt B.V.4., S. 106 ff.

1305 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 3; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 2; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382].

1306 § 33b EEG 2012.

1307 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6]; vgl. dazu gerade BT-Drs. 341/11, wonach „Anlagenbetreiber [...] insgesamt drei Möglichkeiten [haben], ihren Strom direkt zu vermarkten“ (ebenda); vgl. zudem bereits *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 16 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 13.

1308 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 17; siehe vor allem nochmals Abschnitt B.V.4.b.), S. 107 f.

1309 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1310 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 156; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385], die insoweit von einer Weiterentwicklung der „Möglichkeiten zur anteiligen Direktvermarktung“ (ebenda) sprechen; vgl. ebenso *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7], wonach ebenfalls die Möglichkeit einer anteiligen Direktvermarktung“ (ebenda) bestehe; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33f Rn. 1; siehe dazu vor allem Abschnitt B.V.3.c.), S. 105 sowie Abschnitt B.V.4.b.), S. 107 f.

1311 § 33f EEG 2012.

generelle Entscheidung Direktvermarktung und / oder Mindestvergütung), ebenso „dürfen [sie] den [...] erzeugten Stroms anteilig [...] auf verschiedene Formen der Direktvermarktung nach § 33b verteilen“¹³¹² (Hervorhebung durch den Verfasser; anteilige Formenwahl).

c.) Ausnahme vom Grundsatz der „Wahlfreiheit“¹³¹³ im Bereich großer Biogasneuanlagen

Dieser Grundsatz der „Wahlfreiheit“¹³¹⁴ der Direktvermarktung wird jedoch (bisher ausschließlich) im Bereich von großen Biogasanlagen durchbrochen, wenn diese eine installierte Leistung von über 750 Kilowatt aufweisen und ab dem 1.1.2014 erst in Betrieb genommen worden sind.¹³¹⁵ Diesen Anlagen steht – auf Grund der vom Gesetzgeber angenommenen näheren Marktreife und -fähigkeit – kein Anspruch auf die ‚einfache‘ Einspeisevergütung mehr zu, vgl. § 27 Abs. 3 EEG 2012.¹³¹⁶ Vielmehr sind Betreiber derartiger großer Biogasanlagen zumindest nach der Gesetzesbegründung zur Inanspruchnahme der Marktpremie und somit gleichzeitig zur vollständigen Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 gezwungen.¹³¹⁷ Bei genauerer Betrachtung der gesetzlichen Ausgestaltung besteht jedoch nur ein genereller Zwang zur Direktvermarktung, nicht jedoch zur Inanspruchnahme der Marktpremie.¹³¹⁸ Es ergibt sich damit – aus wirtschaftlichen Gesichts-

1312 § 33f EEG 2012.

1313 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1314 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1315 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 386 und vor allem S. 389]; so bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 17; vgl. zudem § 27 Abs. 3 EEG 2012 sowie BR-Drs. 341/11, S. 137; siehe dazu auch *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 589]; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 12.

1316 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 137; so auch *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 589]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329]; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 86; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 12.

1317 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 2 ff. [insb. S. 2, S. 91, S. 139].

1318 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 17.

punkten¹³¹⁹ – allenfalls eine „faktische Pflicht“¹³²⁰ zur Nutzung der Marktprämie.¹³²¹

d.) Die Anreizsetzung der verschiedenen Direktvermarktungsformen und -instrumente

Die Direktvermarktung und die ihrerseits vorgesehenen Instrumente zeichnen sich damit insgesamt durch eine beinahe vollkommene Optionallität¹³²² und „Wahlfreiheit“¹³²³ aus. Aus dieser Tatsache folgt zugleich, dass eine entsprechend effektive (wie auch effiziente) Anreizsetzung im Fördersystem implementiert sein muss, um dessen größtmögliche Nutzung herbeizuführen.¹³²⁴ Die Anreizsetzung muss auf Grund der vorgesehenen Formenvielfalt auch jeweils getrennt erfolgen, um diesen jeweils zum (Nutzungs-)Erfolg zu verhelfen. Es ist daher zu untersuchen, ob im Rahmen der unterschiedlichen Direktvermarktungsformen und -instrumente eine entsprechende Anreizsetzung vorgesehen ist.

aa.) Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie

Im Rahmen der ersten Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012 steht die Inanspruchnahme der Marktprämie im Mittelpunkt. Deren Anspruchsgrundlage (gegenüber dem Netzbetreiber) ist in § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 normiert.¹³²⁵ Die Konzeption der Marktprämie basiert –

1319 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1320 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 10].

1321 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 10]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 17; so zudem bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 12.

1322 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6]; so ebenso zur Marktprämie *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 16 f.; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 13.

1323 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1324 Siehe dazu auch nochmals Abschnitt C.VI.2.b.), S. 187 f.

1325 BR-Drs. 341/11, S. 158; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 88; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*,

wie bereits im Grundlagenteil stark vereinfacht dargestellt¹³²⁶ – einerseits darauf, dass die grundsätzlich auftretenden Differenzen zwischen dem am Markt erzielbaren durchschnittlichen Preisen und der (bisher eingesetzten) EEG-Mindestvergütung allgemein kompensiert werden sollen (sog. „gleitende[n] Prämie“¹³²⁷).¹³²⁸ Andererseits sollen mit der Managementprämie die Zusatzkosten der ‚eigentlichen‘ Direktvermarktung ausgeglichen werden.¹³²⁹

Da sich die Marktprämie („gleitende Prämie“¹³³⁰) der Höhe nach nicht nach den vom jeweiligen Anlagenbetreiber individuell erzielten Marktpreisen bemisst,¹³³¹ sondern vielmehr anhand der monatsdurchschnittlichen börslichen Marktpreise ausgerichtet wird,¹³³² ergibt sich für den jeweiligen Anlagenbetreiber im Rahmen der (marktprämiierten) Direktvermarktung die Möglichkeit,¹³³³ mittels des Erzielens überdurchschnittlicher Marktpreise „insgesamt höhere Einnahmen“¹³³⁴ – und damit letztlich Mehrerlöse – gegenüber der regulären Einspeisevergütung zu generieren.¹³³⁵ Ferner bietet die Managementprämie eine weitere Quelle

EEG, § 33g Rn. 8; siehe *Wustlich*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 30 ff.; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 5 f. sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1 f.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1326 Eine ausführliche Darstellung der Berechnung und Funktionsweise des Marktprämienmechanismus findet sich in Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

1327 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

1328 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; siehe zudem *Altröck / Oschmann*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 17 sowie *Wustlich*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 3 und Rn. 9; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 4.

1329 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11 f.]; siehe zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 3 und Rn. 9; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 5; vgl. zudem Anlage 4 Nr. 1.1 [*P_M*'] EEG 2012.

1330 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

1331 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

1332 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

1333 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; zudem *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 590]; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; vgl. ebenfalls *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12].

1334 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

1335 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 14]; vgl. ebenfalls *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 590];

für Zusatzeinnahmen und Mehrgewinn gegenüber der Mindestvergütung.¹³³⁶ Das Letztgenannte ist insbesondere dann der Fall, soweit der Anlagenbetreiber die Kosten für den eigentlichen Vorgang der Direktvermarktung minimieren und gleichzeitig die Genauigkeit (Güte) der Prognose steigern kann.¹³³⁷

Bereits aus der reinen Möglichkeit, finanzielle Einnahmen zu erzielen, die insgesamt sogar spürbar oberhalb der Einspeisevergütung positioniert sind, resultiert aus erster abstrakter und theoretischer Sicht (auf Grund der bestehenden Mehrgewinnmöglichkeit) grundsätzlich eine sehr starke Anreizwirkung.¹³³⁸ Demnach verfügt die marktpremiierte Direktvermarktung über ein entsprechendes Anreizinstrumentarium.

bb.) Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung unter Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie

Fraglich ist, ob ebenfalls der Flexibilitätsprämie eine entsprechende Anreizwirkung innewohnt. Im Rahmen der Förderung von Biogasanlagen tritt die Flexibilitätsprämie ergänzend neben die Marktpremie, um verstärkt auf eine bedarfsgerechte Verlagerung der Produktion wie auch

vgl. dazu auch *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14 sowie *Salje*; EEG 2012, § 33g Rn. 3; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 85.

1336 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; siehe *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 14]; siehe zudem bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 5.

1337 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; vgl. dazu auch *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; vgl. zudem *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 14].

1338 Vgl. insoweit allgemein zur Marktpremie *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15], wonach sich der „Anreiz zum Wechsel in das Marktpremienmodell“ (ebenda) aus der Mehrgewinnmöglichkeit gegenüber der regulären EEG-Vergütung ergibt; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 590 ff.]; vgl. *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; vgl. zudem *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12], der die Anreizwirkung (der Managementprämie) von der tatsächlichen Kostenentstehung auf Seiten des Anlagenbetreibers abhängig macht (ebenda); vgl. insofern bereits (zur Managementprämie und deren Wechselanreizwirkung) *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 5.

Steigerung der Erzeugungskapazität hinzuwirken.¹³³⁹ Insofern sollen die für eine Produktionsverlagerung notwendigen Investitionskosten in Speicher sowie die zusätzliche Erzeugungskapazität kompensiert werden.¹³⁴⁰ Hierfür wird eine Investitionsprämie ausgezahlt, die sich unter anderem aus der zusätzlich bereitgestellten Leistung ergibt.¹³⁴¹ Durch eine bedarfsgerechte Fahrweise und Veräußerung sollen sich nämlich entsprechende Mehreinnahmen gegenüber der Einspeisevergütung einfahren lassen („optimale Ausnutzung des „Preis-Spreads“ an der Börse“¹³⁴²).¹³⁴³ Aus dem Zusammenwirken von Markt- und Flexibilitätsprämie ergeben sich folglich (gewisse) Synergieeffekte.¹³⁴⁴ Darüber hinaus eröffnet die Flexibilitätsprämie die Möglichkeit einer (weiteren) ‚direkten‘ Mehreinnahme, soweit die Investitionskosten für die (erforderliche) Flexibilisierung der Fahrweise geringer als die gewährten Fördersätze aus der Flexibilitätsprämie ausfallen.¹³⁴⁵ Damit kann die Flexibilitätsprämie die durch die Marktpremie herbeigeführten Anreize im entsprechenden Maße verstärken.

cc.) Anreizsetzung im Rahmen der Direktvermarktung an Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Wahrnehmung des Grünstromprivilegs

Des Weiteren ist zu prüfen, ob auch im Rahmen der grünstromprivilegierten Direktvermarktung (§ 33b Nr. 2 EEG 2012) ein entsprechender

1339 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 15 f.]; *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 3; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 1; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 159.

1340 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 15]; *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 4; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 1; vgl. § 33i Abs. 1 EEG 2012.

1341 Siehe dazu *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394 f.]; zur Berechnung der Marktpremie siehe vor allem auch Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

1342 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

1343 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

1344 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

1345 Vgl. insofern gerade zum Faktor der Wirtschaftlichkeit im Rahmen der Marktpremie *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; vgl. zur Mehreinnahmemöglichkeit im Rahmen der Managementprämie *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327] sowie *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

Anreizmechanismus implementiert ist, welcher die Anlagenbetreiber zur Inanspruchnahme veranlasst. Im Rahmen der „Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 Absatz 1“¹³⁴⁶ ist hingegen kein unmittelbarer Fördermechanismus für den Anlagenbetreiber durch das EEG vorgesehen.¹³⁴⁷ Vielmehr wird das direkt vom Anlagenbetreiber grünstrombeziehende¹³⁴⁸ und letztverbraucherbeliefernde Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit der Verringerung der EEG-Umlage um zwei Cent pro Kilowattstunde bei Einhaltung der von § 39 EEG vorgesehenen Quoten gefördert.¹³⁴⁹ Dieses kann (!) dem jeweiligen Anlagenbetreiber sodann entsprechend erhöhte Einkaufspreise einräumen.¹³⁵⁰ Es besteht für das jeweilige Elektrizitätsversorgungsunternehmen folglich keinerlei Pflicht, den erlangten finanziellen Vorteil unmittelbar weiterzugeben. Diese lediglich mögliche wie auch mittelbare¹³⁵¹ Förderung hat zur Folge, dass die Anreizsetzung vom Niveau grundsätzlich deutlich unterhalb des jeweiligen EEG-Einspeisetarifs einzuordnen ist. Insgesamt wird auf Grund der geringen Anreizsetzung kaum ein entsprechender Nutzungserfolg zu erwarten sein.

1346 § 33b Nr. 2 EEG 2012.

1347 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 6; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 33; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 7.

1348 Zum Terminus Grünstrom siehe nochmals Fußnote 575 auf S. 123.

1349 Vgl. § 39 Abs. 1 EEG 2012; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 6.

1350 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 4; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 2; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 6; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 7.

1351 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 392]; so zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 33; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 7.

dd.) Anreizsetzung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung

Im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung ist überhaupt kein Förderinstrument implementiert worden, es handelt sich also um eine ungeförderte Form der Direktvermarktung.¹³⁵² Innerhalb dieses Auffangtatbestandes¹³⁵³ besteht aber die Möglichkeit des Ausstellens von Herkunftsnachweisen,¹³⁵⁴ denen jedoch nur ein verminderter finanzieller Gegenwert wie auch deutlich verringerter Anreiz innewohnt.¹³⁵⁵ Darüber hinaus kann (bei Vorliegen der Voraussetzungen) das „Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 Abs. 1 Nr. 1 StromNEV“¹³⁵⁶ verlangt werden. Aus abstrakter Sicht ist im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung somit allerhöchstens von einer geringen, faktisch jedoch kaum vorhandenen Anreizwirkung auszugehen.

ee.) Zwischenergebnis

Die Förderung im Rahmen der Direktvermarktung erfolgt damit – abgesehen von der sonstigen Direktvermarktung – durch unmittelbare oder mittelbare finanzielle Anreize. Dies ist auf Grund der freiwilligen Ausgestaltung grundsätzlich auch notwendig und demzufolge auch zunächst positiv hervorzuheben. Zugleich hat sich in der bisherigen Untersuchung bereits als auffällig erwiesen, dass der Umfang der aus theoretischer Sicht zu verzeichnenden Anreizwirkung der Reihenfolge der

1352 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 393]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 7; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 3 und Rn. 7; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 33 und Rn. 35.

1353 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 393]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 7; ob der Form der sonstigen Direktvermarktung überhaupt eine wirkliche Funktion zukommt, ist sehr fraglich, siehe insoweit kritisch *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 5.

1354 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 393]; siehe zudem *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 7 und § 33a Rn. 20.

1355 So *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 und S. 393].

1356 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 7.

vorgenommenen Nummerierung entspricht.¹³⁵⁷ Es scheint, als hätte der Gesetzgeber hierdurch selbst eine entsprechende Wertung der Direktvermarktungsformen vorgenommen, wobei die marktprämierte Direktvermarktung (§ 33b Nr. 1 EEG 2012) sonach das Primärinstrument der marktintegrativen Förderung darstellen soll.¹³⁵⁸ Ob dies tatsächlich der Fall ist, kann im Rahmen der nachfolgenden Nutzungsanalyse verifiziert werden.

2. Die Nutzung der Direktvermarktung als Grundbedingung jeglichen Fördererfolgs – eine numerische Betrachtung

Um die generelle Wirkung der Direktvermarktung im Bereich der Marktintegration der erneuerbaren Energien – und zugleich die Qualität der dabei verwandten Anreizsetzung – bewerten zu können, ist deren Nutzung zu analysieren. Diese bildet die Ausgangsbedingung jeglichen marktintegrativen Erfolgs (*Conditio sine qua non*).¹³⁵⁹ Je höher also die Nutzung ausfällt, desto höher ist der marktintegrative Effekt. Gleiches gilt umgekehrt für etwaige Fehlsteuerungen durch das Fördersystem.

a.) Allgemeine Inanspruchnahme der Direktvermarktung

Es ist daher zunächst zu analysieren, ob und inwieweit die Anlagenbetreiber in Gesamtheit die novellierte Direktvermarktung (§§ 33a ff. EEG 2012) überhaupt in Anspruch nehmen.¹³⁶⁰ Daraus lassen sich gewisse Rückschlüsse ziehen, inwieweit diese eher im ‚konservativen‘, finanziell

1357 Vgl. insoweit *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33b Rn. 5 sowie zusätzlich § 33d Rn. 8.

1358 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380], wonach die Marktprämie das „Herzstück“ (ebenda) der Direktvermarktung darstellt, sowie *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 17 und § 33b Rn. 5, welche die Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 als „Grundmodell der Direktvermarktung“ (ebenda) mit „bessere[m] Anreiz“ (ebenda) bezeichnen.

1359 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VI.2.a.), S. 186 f.

1360 Insoweit sei nochmals darauf hingewiesen, dass bereits in der Literatur eine Betrachtung der Nutzung der Marktprämie durch die erneuerbaren Energien erfolgt, vgl. exemplarisch *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.]; *Schomerus / Henkel*, ER

sicheren und risikolosen Fördermechanismus der Mindestvergütung¹³⁶¹ verbleiben. Gegenstand der Betrachtung sind dabei zunächst das erste Kalenderjahr seit Einführung und Inkrafttreten der Direktvermarktung ab dem 1.1.2012¹³⁶² bis zum 31.12.2012 sowie das nachfolgende zweite Kalenderjahr 2013. Diese werden anschließend mit der Nutzung der Direktvermarktung unter der Rechtslage des § 17 EEG 2009 (im Vorjahr 2011) vergleichend gegenübergestellt.

aa.) Allgemeine Inanspruchnahme der Direktvermarktung gemäß §§ 33a ff. EEG 2012 in den Jahren 2012 und 2013

Ausgangspunkt der Untersuchung ist die absolute Anzahl an direktvermarktetem EEG-Strom. Die im Rahmen der anschließenden Darstellung und Analyse verwandten Zahlen entstammen den Daten, welche den Übertragungsnetzbetreibern „zu installierten Leistungen von EEG-Anlagen [vorliegen], deren Strom durch den Anlagenbetreiber oder einen Dritten nach § 33b direkt vermarktet wird“^{1363 1364}.

1/12, S. 13 [S. 20]. An den vorgenannten Quellen knüpft die nachfolgende Untersuchung grundsätzlich an.

1361 Siehe zum Fördersystem der Mindestvergütung nochmals Abschnitt B.III., S. 66 ff.

1362 BGBl. I S. 1678 vom 4. August 2011, Art. 13 Abs. 1.

1363 *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012), abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_Dezember_2012_Internet.pdf (zuletzt abgerufen am: 19.3.2013); *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013), abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/20131121_PGHoBA_EEG-Prognose_Dezember2013_Anlage_5.pdf (zuletzt abgerufen am: 26.11.2013).

1364 Diese Daten sind ebenda (Fußnote 1363) abrufbar wie auch zusätzlich im Anhang 1 bis 3 ab S. 717 ff. hinterlegt und entsprechend der nachfolgenden Untersuchungspunkte und -ergebnisse zusätzlich aufbereitet.

(1) Gesamtjährliche Inanspruchnahme der Direktvermarktung in den Jahren 2012 und 2013

Betrachtet man zunächst die gesamtjährliche Inanspruchnahme, wurden im Jahr 2012 in Summe 288.149 MW an installierter Leistung direktvermarktet.¹³⁶⁵ Dies entspricht einem monatlichen Durchschnitt von 24.012 MW.¹³⁶⁶ Im Verhältnis zur insgesamt installierten Anlagenleistung von 76.017 MW im Jahr 2012¹³⁶⁷ ergibt sich somit eine jahresgemittelte Direktvermarktungsquote von 31,59 Prozent, folglich fast ein Drittel.¹³⁶⁸ Im zweiten Kalenderjahr steigerte sich der summierte Gesamtjahresmenge an installierter Leistung in der Direktvermarktung sogar noch weiter auf 402.772 MW und 33.564 MW im Monatsdurchschnitt.¹³⁶⁹ Sonach befanden sich – ausgehend von den Ausbauzahlen des Jahres 2012¹³⁷⁰ – sogar 44,15 Prozent der erneuerbaren Energien im Jahr 2013 in der Direktvermarktung.¹³⁷¹ Allein diesen Zahlen zu Folge kann der Direktvermarktung bereits jetzt ein (rein) zahlenmäßiger Durchbruch attestiert werden.

1365 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

1366 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

1367 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13.

1368 Vgl. insoweit ausschließlich zur Nutzung der Marktprämie im Monat Mai 2012 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 20].

1369 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1370 Vorliegend wird auf die Ausbauzahlen des Jahres 2012 abgestellt, da zum Zeitpunkt der Bearbeitung noch keine Zahlen für das Jahr 2013 vorlagen. Die sich dadurch ergebenden Ungenauigkeiten sind von daher ausnahmsweise nicht berücksichtigbar.

1371 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

(2) Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung in den Jahr 2012 und 2013

Dies wird noch deutlicher, soweit man die Entwicklung der direktvermarkteten Leistung innerhalb der Kalenderjahre 2012 wie auch 2013 untersucht. Betrug die in der Direktvermarktung befindliche installierte Leistung im Monat Januar des Jahres 2012 bereits 14.667 MW,¹³⁷² so stieg diese bis zum Jahresende (Dezember 2012) auf fast das Doppelte, insgesamt genau 29.273 MW an.¹³⁷³ Der größte Anstieg ließ sich dabei in den Anfangsmonaten beobachten, so nahm die Direktvermarktung nach dem besonders prägnanten und fulminanten Start im Januar im Monat Februar noch um 3.602 MW auf 18.269 MW zu.¹³⁷⁴ In den Nachfolgemonaten lassen sich zwar weiterhin Steigerungen im Bereich der Direktvermarktung attestieren, diese fielen jedoch immer geringer aus.¹³⁷⁵ Insoweit betrug der Zuwachs an direktvermarkteter installierter Leistung im Monatsschnitt zwischen März und Dezember des Jahres 2012 gemittelt 970,22 MW.¹³⁷⁶

Im Jahr 2013 setzte sich dieser Ausbautrend weiter konstant fort, auch wenn keineswegs mehr derart starke Ausbauraten wie im vorangegangenen Jahr erreicht werden konnten, vgl. insoweit Abbildung 4.¹³⁷⁷ Insgesamt aufbereitet ergeben sich sodann folgende Diagramme:

1372 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); mit etwas anderen Zahlen *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1373 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] zum ersten Halbjahr 2012.

1374 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

1375 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328], welche einen sich fortsetzenden, jedoch abschwächenden Anstieg im ersten Halbjahr 2012 feststellen.

1376 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

1377 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); vgl. zum ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

D. Die Direktvermarktung auf dem Prüfstand – allgemeine Anforderungen

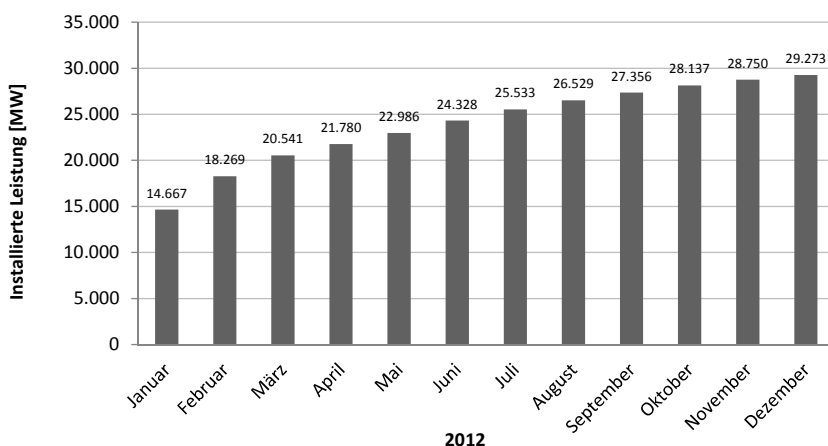


Abbildung 3: Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2012¹³⁷⁸

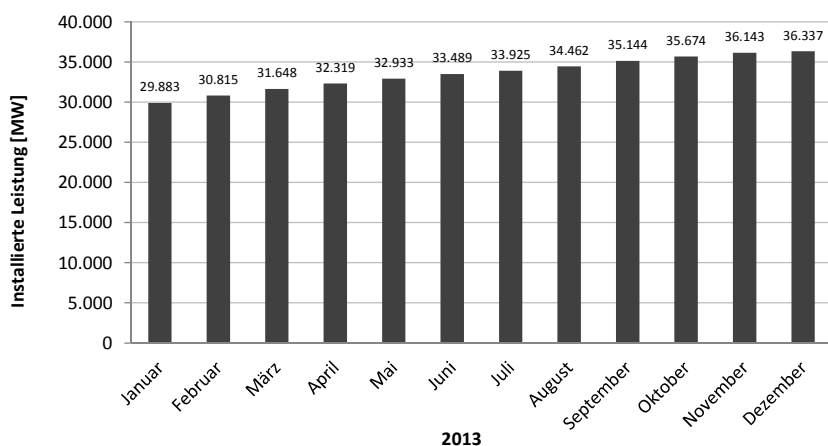


Abbildung 4: Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2013¹³⁷⁹

¹³⁷⁸ Angelehnt an die grafische Darstellung bei *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.], wobei dort jedoch allein die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung im ersten Halbjahr 2012 (insgesamt wie auch getrennt nach den jeweiligen Erzeugungsarten) dargestellt wird; Datenquelle: *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

bb.) Allgemeine Inanspruchnahme der Direktvermarktung gemäß § 17 EEG 2009 im Jahr 2011

Um den Nutzungserfolg der Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2012 insgesamt bewerten und verifizieren zu können, ist vergleichend die Wahrnehmung der Direktvermarktung unter der Vorgängerregelung des § 17 EEG 2009 heranzuziehen.¹³⁷⁹ Unter der Rechtslage § 17 des EEG 2009 wurden im Jahre 2011 insgesamt in Summe eine installierte Leistung von 38.071 MW zur Inanspruchnahme der Direktvermarktung genutzt.¹³⁸¹ Es kam insoweit zu einer Direktvermarktungsquote im Verhältnis zur damals installierten Leistung von lediglich 4,82 Prozent.¹³⁸² Vergleicht man nun diese Werte mit der absoluten Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2012 sowie 2013, lässt sich ein signifikanter Fortschritt bei der Nutzung der Direktvermarktung verzeichnen.¹³⁸³ Insgesamt kam es insoweit bereits im Jahr 2012 zu einem enormen Zuwachs¹³⁸⁴ von 250.078 MW installierter Leistung,

1379 Angelehnt an die grafische Darstellung bei *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.], wobei dort jedoch allein die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung im ersten Halbjahr 2012 (insgesamt wie auch getrennt nach den jeweiligen Erzeugungsarten) dargestellt wird; Datenquelle: *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1380 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] sowie *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592], die kurz auf die Steigerung der Direktvermarktungsquote gegenüber dem Vorjahr – und damit gegenüber der Vorgängerregelung – eingehen; eine allgemeine Darstellung der Nutzung im Jahr 2011 erfolgt bereits bei *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 32 Tabelle 1.

1381 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2011_Stand_20111121.pdf (zuletzt abgerufen am: 19.3.2013).

1382 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG.

1383 Insoweit attestieren *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] bereits für den Monat Januar 2012 eine Vervielfachung gegenüber dem Vormonat; vgl. unter dem Aspekt der Marktpremiennutzung *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591].

1384 Insoweit wurden die jeweiligen Zubauraten nicht explizit berücksichtigt.

folglich einer Steigerung um 656,87 Prozent.¹³⁸⁵ Insgesamt dargestellt, ergibt sich für die Werte des Jahres 2011 somit folgendes Diagramm:

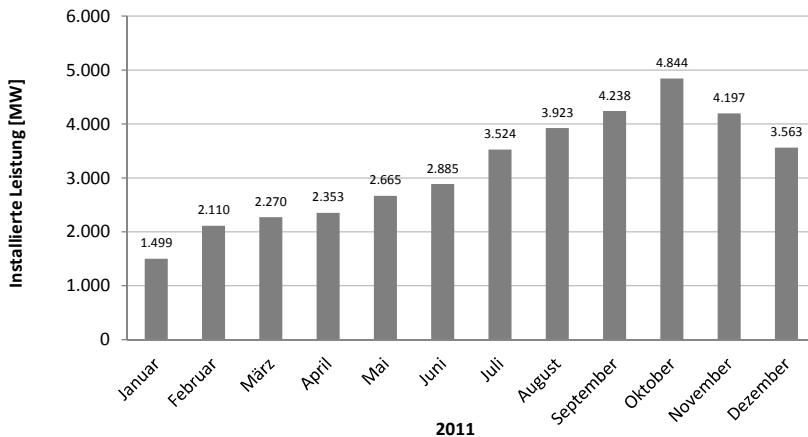


Abbildung 5: Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2011¹³⁸⁶

cc.) Zwischenergebnis

Die novellierte Direktvermarktung kann bereits jetzt bezogen auf die generelle / absolute Inanspruchnahme (Nutzung) als allgemein erfolgreich und gegenüber der Vorgängerregelung zugleich als deutlicher Fortschritt

1385 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] zur Steigerung der Direktvermarktungsquote im Zeitraum Dezember 2011 und Januar 2012.

1386 Angelehnt an die grafische Darstellung bei *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.], wobei dort jedoch allein die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung im ersten Halbjahr 2012 (insgesamt wie auch getrennt nach den jeweiligen Erzeugungsarten) dargestellt wird; Datenquelle: *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG.

bewertet werden.¹³⁸⁷ Insoweit wurden die Mindestvergütung und / oder der Eigen- beziehungsweise Drittverbrauch um den jeweiligen Zuwachswert der Direktvermarktung entsprechend verdrängt, da zwischen den ‚Verwertungsformen‘ insofern Alternativität besteht (vgl. § 33e EEG 2012)¹³⁸⁸ respektive diese sich ausschließen (vgl. § 33a Abs. 2 EEG 2012)¹³⁸⁹. Inwiefern die Anlagenbetreiber in diesem Kontext jeweils auf die anteilige Direktvermarktung zurückgegriffen haben, ließ sich anhand der vorliegenden Zahlen jedoch nicht unmittelbar beantworten.

b.) Allgemeine Inanspruchnahme der einzelnen
Direktvermarktungsformen nach § 33b Nr. 1 bis 3 EEG 2012

Des Weiteren sollte nicht nur die gesamte Inanspruchnahme der Direktvermarktung durch die erneuerbaren Energien, sondern ebenfalls die Nutzung der einzelnen Direktvermarktungsformen analysiert werden. Die Direktvermarktung hält – wie im Grundlagenteil dargestellt – mit der marktpremiierten, grünstromprivilegierten sowie sonstigen Direktvermarktung grundsätzlich drei verschiedene Formen bereit, vgl. § 33b Nr. 1 bis 3 EEG 2012.¹³⁹⁰ Aus der einzelnen Nutzung der jeweiligen Direktver-

1387 So bereits zur Bewertung der Nutzung der Marktpremie im ersten Halbjahr des Jahres 2012 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591 f.], welche eine „gute Marktdurchdringung des Instruments [der Marktpremie] feststellen“ (ebenda, S. 591) und diese „unter dem Aspekt der Effektivität durchaus als erfolgreich beurteil[en]“ (ebenda, S. 592); *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14], die bei der Marktpremie „auf dem ersten Blick [einen] durchschlagenden Erfolg [annehmen]“ (ebenda); siehe zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, Beitrag der Marktpremie zur Marktintegration Erneuerbarer – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung, et 12/2014, S. 8 [S. 10] zum Zeitpunkt April 2014.

1388 Siehe nochmals Abschnitt B.V.3.b.), S. 103 f.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 4 und § 33e Rn. 1.

1389 Siehe nochmals Abschnitt B.V.3.a.), S. 102 f.; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 17; vgl. zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; siehe *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 44 und Rn. 47 ff.

1390 Siehe dazu und zu den jeweiligen Direktvermarktungsformen wie auch sonstigen Verwertungsmöglichkeiten des EEG nochmals Abschnitt B.V.4., S. 106 ff. sowie Abschnitt B.V.5.c.), S. 118.

marktungsformen kann schließlich deren Bedeutung und Gesamtwirkung im Rahmen der marktintegrativen Bestrebungen bemessen und bewertet werden.

Betrachtet man nun die Inanspruchnahme der Direktvermarktung bezogen auf deren einzelne Formen, wurden im gesamten Jahr 2012 insgesamt 273.096 MW installierte Leistung zur Inanspruchnahme der Marktprämie genutzt.¹³⁹¹ Gesehen auf die gesamte Direktvermarktungsmenge entfällt damit ein beinahe maximaler Anteil von 94,78 Prozent auf die Marktprämie.¹³⁹² Mit weitem Abstand dahinter folgt die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs mit 4,56 Prozent und einer gesamten Vermarktungsmenge an installierter Leistung von 13.131 MW.¹³⁹³ Die sonstige Direktvermarktung nimmt dahingegen mit 1.922 MW installierter Leistung und einem Anteil von lediglich 0,67 Prozent eine vollkommen vernachlässigbare Vermarktungsform ein.¹³⁹⁴

Im Folgejahr 2013 verschärfte sich die Verteilung innerhalb der Direktvermarktung noch weiter. Die Marktprämie nahm mit 96,37 Prozent (388.143 MW) im Rahmen der Direktvermarktung nun vollends die absolute Vormachtstellung ein.¹³⁹⁵ Die grünstromprivilegierte Direktvermarktung verringerte sich im Gegenzug auf 3,21 Prozent (12.944 MW),

1391 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

1392 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] zur Quote der Marktprämie (§ 33b Nr. 1) im ersten Halbjahr, auch dort ergab sich bereits eine Verteilung von 94 Prozent auf die Marktprämie (ebenda).

1393 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] zum ersten Halbjahr 2012.

1394 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] zum ersten Halbjahr 2012.

1395 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); vgl. zum ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328], wo die Direktvermarktung bereits als „führende[s] Direktvermarktungsinstrument“ (ebenda) bezeichnet wird.

wohingegen die sonstige Direktvermarktung mit 0,42 Prozent (1.685 MW) sogar noch weiter zurückging.¹³⁹⁶

Bezogen auf die Flexibilitätsprämie ließen sich aus den bislang verwandten Daten dahingegen keine unmittelbaren Werte ablesen, da diese „keine eigene Form der Direktvermarktung dar[stellt]“¹³⁹⁷. Sie soll nach der Gesetzesbegründung dabei „grundsätzlich nur bei einer Direktvermarktung in die Marktpremie (§ 33b Nummer 1) zulässig [sein]“^{1398, 1399}. Ansonsten verfügbare (Sekundär)Informationen für das laufende Jahr 2012 deuten jedoch darauf hin, dass es bisher überhaupt (noch) nicht zu einer Wahrnehmung der Flexibilitätsprämie gekommen ist.¹⁴⁰⁰ So sollen „[n]ach Angaben der Bundesnetzagentur [...] [im vorgenannten Zeitraum] nur 20 Anlagen in Deutschland von der Flexibilitätsprämie Gebrauch [machen]“¹⁴⁰¹.

1396 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); vgl. zum ersten Halbjahr 2012 nochmals *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1397 BR-Drs. 341/11, S. 153; siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110.

1398 BR-Drs. 341/11, S. 153; vgl. insoweit auch ebenda, S. 159.

1399 Etwas anderes könnte sich jedoch aus dem Wortlaut des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 ergeben, siehe dazu Abschnitt D.II.6.b.), S. 312 ff.

1400 Vgl. *Bensmann*, Erfahrungen aus der Praxis, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50], wobei der vorliegende Artikel zum Ende des dritten Quartals von 2012 (17.9.2012) publiziert wurde.

1401 *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50].

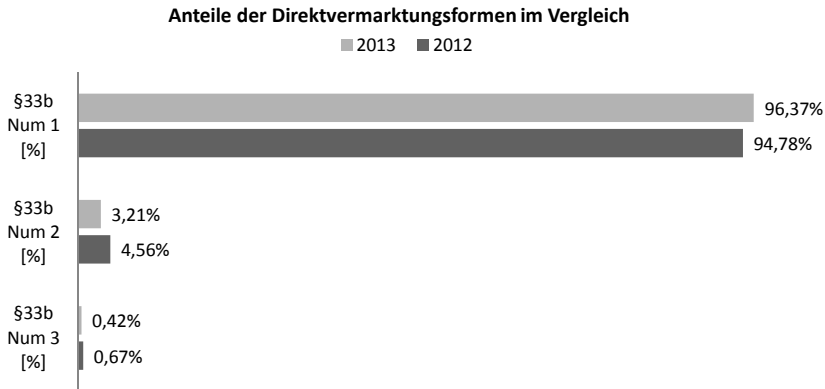


Abbildung 6: Anteile der Direktvermarktungsformen in den Jahren 2012 und 2013 im Vergleich¹⁴⁰²

c.) Zwischenergebnis und Konkretisierung des Prüfungsgegenstandes

Betrachtet man die Nutzung der jeweiligen Direktvermarktungsformen, lässt sich bereits jetzt attestieren, dass die Marktprämie als ‚Motor der Direktvermarktung‘ angesehen werden kann. Ihr wohnt insoweit eine alleinige und absolute Vormachtstellung inne. Sie wird daher vollkommen zu Recht als „das mit Abstand führende Direktvermarktungsinstrument“¹⁴⁰³ bezeichnet.¹⁴⁰⁴ Es handelt sich damit auch in der Praxis um

¹⁴⁰² Datenquelle: Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); eine gemischte Grafik zur Nutzung der verschiedenen Direktvermarktungsformen durch die einzelnen Energieträger im Monat Juni 2012 findet sich bei *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 12, abrufbar unter: http://www.ufz.de/export/data/global/38007_12%202012%20Gawel_Purkus_Marktpr%C3%A4mie%20EEG%202012_gesamt_internet.pdf (zuletzt abgerufen am: 28.5.2013).

¹⁴⁰³ *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

¹⁴⁰⁴ So *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328], wobei sich diese auf das erste Halbjahr 2012 beziehen; ähnlich *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 12.

das „Herzstück“¹⁴⁰⁵ beziehungsweise „Grundmodell der Direktvermarktung“¹⁴⁰⁶.¹⁴⁰⁷ Die beiden übrigen Formen zur Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs sowie die sonstige Direktvermarktung spielen daneben nicht nur eine untergeordnete Rolle, vielmehr sind sie insgesamt als vollkommen bedeutungslos einzustufen (mangelnde „Systemrelevanz“).¹⁴⁰⁸ Es bestätigt sich somit die Vermutung, wonach der Gesetzgeber mit der Nummerierung in § 33b EEG 2012 selbst eine entsprechende Schwerpunktsetzung vorgenommen hat.

Insgesamt hat gerade (die Direktvermarktung in) das Grünstromprivileg gegenüber der Vorgängernovelle deutlich an Relevanz eingebüßt.¹⁴⁰⁹ Diese(s) stellte „bis Ende 2011 die Form der Direktvermarktung mit der größten praktischen Bedeutung“¹⁴¹⁰ dar.¹⁴¹¹ Der Gesetzgeber hat insofern sein Ziel übertroffen, die Wahrnehmung des Grünstromprivilegs auf einen „Nischenmarkt“¹⁴¹² zu begrenzen.¹⁴¹³ Da die Formen der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 und Nr. 3 EEG 2012 insgesamt nur eine äußerst geringe, kaum wahrnehmbare Nutzung erfahren, können sie auch keinerlei (spürbare) marktintegrative Effekte herbeiführen. Sie können folglich nicht zur Marktintegration der erneuerbaren Energien beitragen. Bezogen auf die nachfolgende Prüfung folgt daraus, dass eine vertiefende Beschäftigung mit diesen Direktvermarktungsformen nicht mehr erforderlich ist. Ihr marktintegrativer Erfolg ist von vornherein ausgeschlossen.

1405 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380].

1406 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 17 und § 33b Rn. 1 und Rn. 5.

1407 Vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 17 und § 33b Rn. 5; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380].

1408 Siehe bereits *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 10] zum Zeitpunkt April 2014.

1409 So zum ersten Halbjahr 2012 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591]; vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14]; siehe zudem zum Zeitpunkt April 2014 *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 10].

1410 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14].

1411 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591].

1412 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1413 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392], so sollte die Begrenzung des Grünstromprivilegs insbesondere über strengere Tatbestandsvoraussetzungen (erfolgen (gesteigerte Quotenregelungen bezüglich fluktuierender Erzeugung), siehe ebenda.

Exkurs: Der Systemfehler¹⁴¹⁴ des Grünstromprivilegs

Zur grünstromprivilegierten Direktvermarktung sei noch ergänzend angemerkt, dass diese auch aus weiteren Gesichtspunkten nicht zum marktintegrativen Erfolg führen kann: Wie bereits im Vorhinein beschrieben, besteht die Rechtsfolge des Grünstromprivilegs in der Verringerung der EEG-Umlage für das jeweilige Elektrizitätsversorgungsunternehmen „um 2,0 Cent pro Kilowattstunde, höchstens jedoch in Höhe der EEG-Umlage“¹⁴¹⁵ für das jeweilige Elektrizitätsversorgungsunternehmen, soweit dieses die quotalen und sonstigen Voraussetzungen des § 39 Abs. 1 Nr. 1 bis 4 EEG 2012 erfüllt.¹⁴¹⁶ Diesbezüglich könnte man insgesamt von einem „Systemfehler“¹⁴¹⁷ sprechen.¹⁴¹⁸ In Folge der Verringerung der EEG-Umlage bei den grünstromprivilegierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen erhöht sich die zu entrichtende Umlage nämlich bei den übrigen, nicht privilegierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen – und damit schlussendlich bei den Letztverbrauchern – anteilig um den jeweils erlassenen Betrag.¹⁴¹⁹ Dem Fördermechanismus im Grünstromprivileg wohnt somit die Gefahr inne, dass bei dessen übermäßiger Nutzung, eine einseitige, äußerst hohe Kostenlast auf Seite der insoweit Nicht-Privilegierten entsteht,¹⁴²⁰ welche wiederum die Stabilität und das Bestehen des Gesamtsystems des EEG bedroht.¹⁴²¹ Es wird deshalb

1414 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394], wobei der von ihnen verwandte Terminus des „Systemmangel[s]“ (ebenda) dahingegen in einem völlig anderen Kontext (mangelnder Anreiz für Biogasanlagen zur Teilnahme am Strommarkt respektive der Direktvermarktung) Anwendung findet, vgl. ebenda.

1415 § 39 Abs. 1 EEG 2012.

1416 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 163; siehe dazu nochmals insgesamt *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392 f.] sowie Abschnitt B.V.4.d.), S. 111 f.

1417 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394], wobei der von ihnen verwandte Terminus des „Systemmangel[s]“ (ebenda) dahingegen in einem völlig anderen Kontext (mangelnder Anreiz für Biogasanlagen zur Teilnahme am Strommarkt respektive der Direktvermarktung) Anwendung findet, vgl. ebenda.

1418 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1419 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; vgl. zudem *BMU*- Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 8 u. S. 17; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 14].

1420 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1421 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392], dort wird das System insoweit als „selbstzerstörerisch“ (ebenda) beschrieben.

auch vollkommen zu Recht als (konzeptionell) „selbstzerstörerisch“¹⁴²² beschrieben.¹⁴²³ Insofern ist vor allem problematisch, dass im Rahmen des Grünstromprivilegs auch kein Mechanismus implementiert wurde, welcher die Wahrnehmung des Grünstromprivilegs in irgendeiner Form mengenmäßig oder auf andere Weise begrenzt. Dem kann zwar aus momentaner Sicht entgegengehalten werden, dass bei der bisher nur als äußerst gering zu verzeichnenden Nutzung sich die im Instrument implementierte Fehlsteuerung¹⁴²⁴ noch nicht relevant auswirkt. Gleichwohl rechtfertigt diese innewohnende Gefahr keineswegs die Beibehaltung des Grünstromprivilegs in seiner jetzigen Form.

Bezogen auf das Vorgenannte bedeutet dies, dass die nachfolgende Prüfung grundsätzlich nur auf die Marktprämie zu konkretisieren ist. Nur diese ist von vornherein überhaupt dazu geeignet, entsprechende marktin-
tegrative Effekte herbeizuführen. Neben der Marktprämie können jedoch ebenfalls – entgegen ihrer bisher (!) kaum attestierbaren Nutzung – die Wirkungen der Flexibilitätsprämie begutachtet werden, da diese unmittelbar auf die Marktprämie einwirken und ihre Effekte gegebenenfalls entsprechend modifizieren können. So kann die bisher zu verzeichnende mangelnde Nutzung der Flexibilitätsprämie gerade darin begründet liegen, dass deren Nutzung grundsätzlich einen entsprechenden Investitionsprozess auf Seiten des Anlagenbetreibers notwendig macht.¹⁴²⁵ Dieser kann im Kontext der Finanzierung auch entsprechende Abstimmungen¹⁴²⁶ mit Banken, Investoren¹⁴²⁷ etc. erfordern und so einen entsprechenden Zeitraum beanspruchen. Darüber hinaus sind entsprechende baurechtliche wie auch sonstige umweltrechtliche Genehmigungen einzuholen. Es ist beispielsweise ein Umweltgutachten i.S.d.

1422 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1423 So *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1424 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1425 Siehe *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330], dort auch zu weiteren Gründen der bisher mangelnde Nutzung der Flexibilitätsprämie; so zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 11], dort m.w.N.

1426 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4, jedoch in einem gänzlich anderen Kontext.

1427 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4, jedoch in einem gänzlich anderen Kontext.

§ 33i Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012 erstellen zu lassen,¹⁴²⁸ etc. – vom eigentlichen Bau- und Installationsprozess einmal ganz abgesehen. Sonach könnte (!) in Zukunft gegebenenfalls eine stärkere Nutzung der Flexibilitätsprämie zu verzeichnen sein.

d.) Die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung nach Erzeugungsarten

Um insbesondere bewerten zu können, ob die Direktvermarktung ausdifferenziert ausgestaltet ist oder ob sie lediglich bestimmte Erzeugungsarten anspricht, ist anschließend zu untersuchen, welche Erzeugungsarten die Direktvermarktung nutzen und ob dies zu relativ gleichen Anteilen geschieht.¹⁴²⁹ Somit kann bereits an dieser Stelle dem (besonderen) Parameter ausreichender Differenzierung im Rahmen der Förderung Rechnung getragen werden. Die Untersuchung wird dabei auf die Direktvermarktung in der Form des § 33b Nr. 1 EEG 2012 beschränkt, da ausschließlich diese als gesamterfolgsversprechend identifiziert wurde.¹⁴³⁰

Nimmt man unter dem genannten Aspekt die Inanspruchnahme der marktpremiierten Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 im Kalenderjahr 2012 in Augenschein, so ist Folgendes zu konstatieren: So entfiel der höchste Anteil der Erzeugungsarten, welche die marktpremiierte Direktvermarktung im Jahr 2012 in Anspruch genommen haben, mit 86,38 Prozent (235.910 MW) auf die Onshore-Windenergie.¹⁴³¹ Hieraus folgt zugleich, dass die übrigen Erzeugungsarten im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung im Jahr 2012 letztlich nur von

1428 Siehe dazu kurz *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 20; *Ekarde / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, 33i Rn. 8; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 20.

1429 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.], welche bereits eine derartige Untersuchung vornehmen und an deren Ausführungen die Prüfung im Nachfolgenden anknüpft.

1430 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328], welche die Prüfung (jedoch auf Grund der Ausgangsfragestellung) auf die Marktpremie beschränken.

1431 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] zum ersten Halbjahr 2012, wobei diese lediglich allgemein auf die Windenergie abstellen; vgl. zum Monat Juli 2012 *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 58].

geringer Bedeutung sind. So stellt beispielsweise die Biomasse zwar die zweitstärkste Erzeugungsform, ist aber mit einem Anteil von insgesamt 6,38 Prozent (17.412 MW) – relativ gesehen – stark unterrepräsentiert.¹⁴³² Ein ähnliches Bild zeichnet die Solarenergie, welche mit 4,33 Prozent (11.819,16 MW) den drittgrößten Anteil an der Direktvermarktung einnahm.¹⁴³³ Die übrigen Erzeugungsformen weisen dahingegen sogar vollkommen unbedeutende¹⁴³⁴ Anteile auf. Der Vollständigkeit halber sollen sie dennoch genannt werden: So entfiel auf die Wasserkraft im Rahmen der gesamten Direktvermarktung im Jahr 2012 ein Anteil von 1,76 Prozent (4.817 MW).¹⁴³⁵ Die Offshore-Windenergie nahm mit 0,96 Prozent (2.621 MW) ebenfalls einen keineswegs spürbaren Anteil ein.¹⁴³⁶ Das Schlusslicht durchgeführter marktpremierter Direktvermarktung bilden die Gase (Deponie-, Klär- und Grubengas), welche mit 0,19 Prozent (511 MW) in der Direktvermarktung ebenfalls – wenn auch kaum spürbar – vertreten.¹⁴³⁷ Überhaupt keine Direktvermarktung gab es im Bereich der Geothermie zu verzeichnen.¹⁴³⁸

1432 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. zum ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1433 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. zum ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1434 So – jedoch ausschließlich zur Rolle der Gase im Rahmen der Direktvermarktung im ersten Halbjahr 2012 – *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1435 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. zum ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1436 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012). Die Offshore-Windenergie weist damit sogar eine Jahresquote direktvermarkteter installierter Leistung von 78,01 Prozent auf, vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13.

1437 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. zum ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1438 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

Zieht man vergleichend nun die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung im Folgejahr 2013 heran, ergeben sich gewisse Veränderungen in Rangfolge und Anteilen. Dessen ungeachtet kann die Onshore-Windenergie nach wie vor mit 78,41 Prozent (304.350 MW) immer noch den größten, wenn auch entsprechend relativ verringerten Anteil an der Direktvermarktung nach § 33b Nr.1 EEG 2012 vorweisen.¹⁴³⁹ Als zweitstärkste Erzeugungsform hat die solare Strahlungsenergie mit 10,74 Prozent (41.681,39 MW) die Biomasse im Jahr 2013 auf den dritten Platz verdrängt, welche nun einen Anteil von 7,86 Prozent (30.499 MW) aufweist.¹⁴⁴⁰ Im Rahmen der übrigen Erzeugungsarten kommt es ebenfalls zu minimalen Verschiebungen, wohingegen erstmals auch die Geothermie mit einem Anteil von geringstmöglichen 0,01 Prozent (50 MW) in der marktpremiierten Direktvermarktung zu vermelden ist.¹⁴⁴¹

1439 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1440 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1441 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

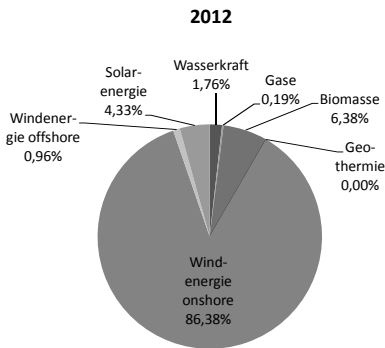


Abbildung 7: Die Nutzung der marktprämiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten im Jahr 2012¹⁴⁴²

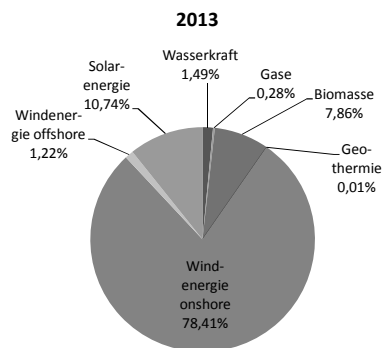


Abbildung 8: Die Nutzung der marktprämiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten im Jahr 2013¹⁴⁴³

e.) Die Nutzung der Direktvermarktung im Jahr 2011 nach § 17 EEG 2009 durch die einzelnen Erzeugungsformen im Vergleich

Vergleicht man die gewonnenen Werte mit der Verteilung der Erzeugungsarten im Rahmen der Direktvermarktung unter der Rechtslage des § 17 EEG 2009 im Jahr 2011, lassen sich insbesondere deutliche Verlagerungen ‚zu Gunsten‘ der Onshore-Windenergie erkennen:¹⁴⁴⁴ So entfiel im Rahmen der Direktvermarktung zwar bereits damals die

1442 Daten errechnet aus *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); eine gemischte Darstellung der Nutzung der Direktvermarktung durch die einzelnen Erzeugungsformen für das erste Halbjahr 2012 kombiniert mit dem monatlichen Verlauf findet sich bei *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 Abbildung 1].

1443 Daten errechnet aus *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1444 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG / KWK-G, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-

Mehrheit mit rund 52 Prozent (19.804 MW) auf die Windenergie.¹⁴⁴⁵ Gleichwohl gelang es der Windenergie, ihre Vormachtstellung im Rahmen der novellierten Direktvermarktung weiter – zeitweilig sogar auf mehr als 30 Prozentpunkte – auszubauen.¹⁴⁴⁶ Im Gegenzug gab es insbesondere im Bereich der Biomasse gleichzeitig eine prozentuale Abnahme um (zeitweilig) bis zu 16,1 Prozentpunkte am relativen Direktvermarktungsanteil zu verzeichnen.¹⁴⁴⁷ Auch im Bereich der übrigen Erzeugungsarten kam es zu entsprechenden Verschiebungen.¹⁴⁴⁸ Für weitere Informationen sei auf die nachfolgende grafische Darstellung sowie auf die tabellarische Auflistung in Anhang 5¹⁴⁴⁹ verwiesen. Insgesamt kann damit festgehalten werden, dass die neu installierte Direktvermarktung zu (weitergehenden) Veränderungen in der Erzeugungsstruktur geführt hat.

Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1445 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG.

1446 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1447 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1448 Insoweit stellte die Wasserkraft im Jahr 2011 noch einen Anteil von 16,6 Prozent (6.316 MW) innerhalb der Direktvermarktung, die Gase (Deponie-, Klär und Grubengas) stellten 9,2 Prozent (3.501 MW), Schlusslicht war die Solarenergie mit einem Anteil von kaum bezifferbaren 0,01 Prozent (4,53 MW), wohingegen Geothermie und Offshore-Windstrom gar nicht in der Direktvermarktung anzutreffen waren, vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG.

1449 Siehe Anhang 5, S. 727.

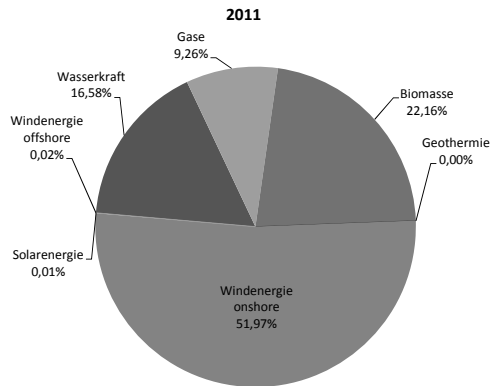


Abbildung 9: Die Nutzung der Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten im Jahr 2011¹⁴⁵⁰

f.) Keine paritätische Nutzung der Direktvermarktung durch die einzelnen Erzeugungsarten

Im Rahmen der vorherigen Ausführungen hat sich sehr deutlich gezeigt, dass die Windenergie in der (marktpremiierten) Direktvermarktung einen weit überwiegenden, gar dominierenden Anteil einnimmt.¹⁴⁵¹ Sie kann insofern als ‚treibende Kraft‘ der marktpremiierten Direktvermarktung bezeichnet werden. Dies wirft zugleich die Frage auf, ob die übrigen Anlagenarten generell oder nur für die marktpremiierte Direktvermarktung eine untergeordnete Rolle spielen. Die anteilig geringere Nutzung könnte damit einen Fehlschlag darstellen und den allgemeinen Nutzungserfolg entsprechend relativieren. Dies legt zugleich einen Verstoß gegen das Differenzierungskriterium nahe.

Zur Beantwortung der aufgeworfenen Fragestellung darf man nicht ausschließlich auf die bisher dargelegten absoluten Gesamtzahlen

1450 Daten errechnet aus *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG.

1451 Vgl. nochmals *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); ähnlich zur Marktpremiennutzung im ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328], die die Windenergie insofern als „Hauptprofiteur“ (ebenda) bezeichnen.

abstellen.¹⁴⁵² Denn bereits ein Blick auf die in Deutschland installierten Erzeugungsleistungen aus erneuerbaren Energien lässt deutlich erkennen, dass die jeweiligen Erzeugungsarten unterschiedlich ausgebaut sind.¹⁴⁵³ Um zu ermitteln, ob die jeweilige Erzeugungsform die Direktvermarktung in ausreichendem Umfang nutzt, ist die jeweils installierte Leistung in Verhältnis zur stattgefundenen Inanspruchnahme der Direktvermarktung zu setzen.¹⁴⁵⁴

Stellt man nun – wie dargelegt – die Relation zwischen der installierten Leistung der jeweiligen Erzeugungsart mit den ermittelten allgemeinen Direktvermarktungsmengen her, ergeben sich folgende Ergebnisse: Im Rahmen der Onshore-Windenergie befanden sich im Jahresdurchschnitt von 2012 bereits 63,35 Prozent der insgesamt installierten – und damit zur Vermarktung verfügbaren – Leistung in der Direktvermarktung.¹⁴⁵⁵ Im Jahr 2013 waren es – ausgehend von den vorliegenden Ausbauzahlen¹⁴⁵⁶ –

1452 Vgl. gerade *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591] sowie *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] und *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14], welche einen Vergleich mit der installierten Leistung vornehmen.

1453 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13.

1454 Vgl. diesbezüglich *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.], welche die installierte Leistung in Verhältnis zur Menge der Direktvermarktung setzen. Hierbei liegt der Untersuchungsschwerpunkt jedoch ausschließlich auf der Marktpremie und auf dem ersten Halbjahr des Jahres 2012.

1455 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. allgemein zur Windenergie *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328], welche entsprechende Werte für den Monat Juli 2012 ermittelt haben; vgl. zudem ausschließlich zum Monat Juni 2012 insgesamt zur Windenergie *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591]; vgl. zudem *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14] ausschließlich zum Monat Mai 2012; vgl. ebenfalls *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 57] zum Monat Juli 2012; vgl. bereits *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 12.

1456 Diesbezüglich sei nochmals darauf hinzuweisen, dass zum Bearbeitungszeitraum keine Zahlen zum Ausbau der installierten Leistung im Jahr 2013 vorlagen, sodass lediglich auf die Ausbauzahlen des Vorjahres 2012 zurückgegriffen kann. Hierdurch ergeben sich zwangsläufig hinzunehmende Verfälschungen, da der erfolgte Zubau nicht vollständig berücksichtigt werden kann.

sogar 81,72 Prozent.¹⁴⁵⁷ Ein ähnliches Bild zeigt sich im Rahmen der Offshore-Windenergie, wobei allein im Jahresdurchschnitt von 2012 eine Quote von 78,01 Prozent erzielt wurde.¹⁴⁵⁸

Betrachtet man anschließend und vergleichend die übrigen Erzeugungsformen, so erreicht keine von diesen eine annähernde Quote: Im Rahmen der Biomasse haben im Jahresdurchschnitt von 2012 – immerhin – 19,11 Prozent der installierten Leistung den Weg in die marktpremiierte Direktvermarktung gefunden, im Folgejahr sogar 33,23 Prozent.¹⁴⁵⁹ Die Wasserkraft weist dahingegen für 2012 einen jahresdurchschnittlichen Wert von 13,24 Prozent auf, im Jahr 2013 sogar nur 10,96 Prozent.¹⁴⁶⁰ Die solare Strahlungsenergie konnte sich von geringen 3,02 Prozent im Jahr 2012 hingegen auf 10,64 Prozent steigern.¹⁴⁶¹

1457 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1458 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328] zum ersten Halbjahr 2012, wobei diese lediglich allgemein auf die Windenergie abstellen; vgl. zudem insgesamt zur Windenergie sowie ausschließlich zum Monat Juni 2012 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591]; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 5 ausschließlich und allgemein zur Windenergienutzung im Monat November 2013.

1459 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329] zu den Zahlen des ersten Halbjahres 2012; vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591] ausschließlich zum Monat Juni 2012.

1460 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330] zu den Zahlen des ersten Halbjahres 2012; vgl. zudem *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591].

1461 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand:

Bei allen nicht-windenergetischen Erzeugungsformen nahmen sonach im Jahresschnitt 2012 weniger als 15 Prozent der installierten Leistung an der Direktvermarktung teil.¹⁴⁶² Gleichzeitig sollte im Bereich der Wasserkraft jedoch berücksichtigt bleiben, dass sich schon „zwei Drittel der installierten Gesamtleistung [...] in der Direktvermarktung [befinden]“¹⁴⁶³, was wiederum aber nur etwas mehr als 10 Prozent aller Wasserkraftanlagen ausmacht.¹⁴⁶⁴ Die Marktprämie erfasste damit zur Jahresmitte des Jahres 2012 sogar knapp 30 Prozent der noch ‚erreichbaren‘ Anlagen.¹⁴⁶⁵ Insofern ist im Bereich der Wasserkraft bereits ein Durchbruch im Rahmen der Direktvermarktung zu verzeichnen gewesen.

g.) Zwischenergebnis

Die Dominanz der Windenergie setzt sich demzufolge auch auf der vorgenannten Ebene der relativen Nutzung unvermittelt fort. Der starke (absolute) Nutzungsanteil rührt also gerade nicht allein daher, dass die Windenergie von vornherein die grundsätzlich höchste installierte Leistung im gesamten bundesweiten Erzeugungsportfolio erneuerbarer Energien bereitstellt.¹⁴⁶⁶

21.11.2012); *dies.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330] zu den Zahlen des ersten Halbjahres 2012; vgl. zudem *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591], jedoch ausschließlich zum Monat Juni 2012; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 5 ausschließlich zur Nutzung im Monat November 2013.

1462 Vgl. wiederholt *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012).

1463 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

1464 *Dumont / Keuneke (Projektleitung)*, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG, S. 64 f., abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/applikation/pdf/eeg_eb_2011_wasserkraft_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 28.3.2013); *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

1465 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

1466 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; die installierte Leistung der solaren Strahlungsenergie scheint zwar zu überwiegen, wird jedoch in MW_p (Megawatt Peak) abgebildet. Sie stellt insoweit eine testbedingungsbezogene – und damit eine theoretische – Größe

h.) Ergebnis des Nutzungsparameters

Im Anschluss an die bisherigen Ausführungen kann die anzutreffende Nutzung der Direktvermarktung resümiert und insgesamt bewertet werden. Diese Erkenntnisse stellen zugleich die Basis zur Bewertung der getroffenen Anreizsetzung dar.

aa.) Absoluter Nutzungserfolg der Direktvermarktung vs. ‚singuläre‘ Instrumentennutzung

Im Rahmen der bisherigen Untersuchung konnte der prämierten Direktvermarktung bisher ein absoluter Erfolg bezogen auf ihre generelle Nutzung attestiert werden.¹⁴⁶⁷ Sie wird insofern in einem signifikanten Maße allgemein in Anspruch genommen, wobei die Nutzung weiterhin einem – grundsätzlich begrüßenswerten, wenn auch weiter sinkenden – Aufwärtstrend unterworfen ist.¹⁴⁶⁸ Im Vergleich zur Vorgängerregelung § 17 EEG 2009 scheint die Direktvermarktung nicht nur eine deutliche Steigerung erfahren zu haben, vielmehr ist sie ihrer bisherigen ‚Exotenrolle‘ nun vollständig entwachsen.¹⁴⁶⁹ Sie wandelt sich damit – wie vom

dar, welche jedoch unter realen Einsatzbedingungen wenn überhaupt selten und erst recht nicht durchgängig erreichbar ist, *BMU*, Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und Internationale Entwicklung, S. 105 [„Spitzenleistung“], abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs/_ee_in_zahlen_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 11.2.2014); *Quaschning*, Erneuerbare Energien und Klimaschutz, S. 127; *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Watt Peak, abrufbar unter: http://de.wikipedia.org/wiki/Watt_Peak (zuletzt abgerufen am: 25.3.2013).

1467 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592], welche dem Modell der Marktprämie auf Grund der Steigerung der Direktvermarktungsnutzung unter Effektivitätsgesichtspunkten einen generellen Erfolg attestieren; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14] sprechen insoweit von einem „durchschlagenden Erfolg“ (ebenda) „auf den ersten Blick“ (ebenda).

1468 Vgl. nochmals *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); vgl. für das erste Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 f.].

1469 Vgl. nochmals *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen,

Gesetzgeber bezweckt¹⁴⁷⁰ – in eine „eigenständige Säule“¹⁴⁷¹ des EEG neben der bis zur Novelle primär frequentierten Mindestvergütung. Insoweit konnte die Vorrangstellung der bisher fast allein vorherrschenden Mindestvergütung(sförderung) erfolgreich verdrängt werden. Bei weiter fortschreitender Entwicklung und gleichbleibenden Ausgangsbedingungen kann die Direktvermarktung zukünftig gegebenenfalls sogar die primäre Verwertungsform des EEG darstellen.

Gleichzeitig ist hervorzuheben, dass die Marktprämie den ‚Ersterfolg‘ der bisherigen Inanspruchnahme der Direktvermarktung letztlich im Alleingang für sich zu verbuchen hat. Sie stellt den ‚Motor der Direktvermarktung‘ dar.¹⁴⁷² Dieser Vormachtstellung wohnt jedoch gleichzeitig inne, dass die übrigen Direktvermarktungsformen überhaupt keinerlei Gewicht haben. Sie existieren quasi nur im Gesetz, nicht jedoch in der (energie)wirtschaftlichen Realität. Dies hat zugleich zur Folge, dass überhaupt nur die marktprämierte Direktvermarktung entsprechende marktintegrative Erfolge erwarten lässt. Insofern könnte die Direktvermarktung (Teil 3a EEG 2012) auch faktisch als Marktprämienförderung überschrieben werden. Aus Sicht des Großteils der Anlagenbetreiber wäre ein Verzicht auf die übrigen Direktvermarktungsformen – gemessen anhand der Nutzungszahlen – anscheinend ohne Folgen.

bb.) Keine ausgewogene Nutzung durch alle Erzeugungsformen –
Monokultur Windenergie

Doch nicht nur im Bereich der Direktvermarktungsformen hat sich ein Ungleichgewicht aufgetan. Ebenfalls war festzustellen, dass im Bereich der ‚Nutzer‘ eine deutliche Disproportionalität vorliegt. Vielmehr erwies sich die Windenergie als absolut dominante Erzeugungsform, hinter der

Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013).

1470 Vgl. BT-Drs. 341/11, S. 2 ff. [S. 2 und S. 91].

1471 BR-Drs. 341/11, S. 91.

1472 Vgl. insoweit *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328], welche die Marktprämie – bezogen auf das erste Halbjahr 2012 – als „das mit Abstand führende Direktvermarktungsinstrument“ (ebenda) bezeichnen.

die übrigen Erzeugungsarten in weiten Teilen (absolut) zurücktreten.¹⁴⁷³ Auf Grund dieser mangelhaften ausbalancierten Nutzung durch alle potenziellen Adressaten besteht derzeit nicht nur eine Monokultur an Windenergie im Rahmen des marktintegrativen Fördersystems. Vielmehr birgt dies die Gefahr, dass durch eine derartig einseitige Förderung eine absolute Marktdominanz dieser Erzeugungsart generiert wird. Gegen diese könnten die übrigen (nicht-windenergetischen) Erzeugungsformen – selbst im Zusammenschluss – auf Grund ihrer zahlenmäßigen Unterlegenheit letztlich kaum ein Gegengewicht bilden. Dies wiederum könnte nicht nur die spätere Marktentwicklung gefährden, sondern vor allem der Versorgungssicherheit entgegenstehen. Daraus könnte sogar zu folgern sein, dass derartige Anlagen zurzeit entweder eine verminderte oder schlechtestenfalls gar keine Marktintegrationsfähigkeit aufweisen. Dies ist im Nachfolgenden insgesamt zu berücksichtigen.

cc.) Zusammenfassung

Die Direktvermarktung ist demgemäß – trotz der insgesamt absolut hohen Nutzung und ihrem fast gleichwertigen Anteil im Verhältnis zur Mindestvergütung – im Rahmen ihrer Inanspruchnahme nur als minder erfolgreich anzusehen.

3. Bewertung der Anreizsetzung: Vollumfängliche qualitative vs. punktuelle, singuläre Anreizsetzung

Im Folgenden kann nun die Qualität der Anreizsetzung bewertet werden. Diese ergibt sich in großen Teilen aus der Zusammenschau der anzutreffenden Nutzung der Direktvermarktung mit den installierten Anreizmechanismen.¹⁴⁷⁴ Die Untersuchung wird dabei aus den vorgenannten Gründen auf die Marktpremie beschränkt.

1473 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S.325 [S.328], welche die Windenergie (im Rahmen der Nutzung der Marktpremie im ersten Halbjahr 2012) vollkommen zutreffend als „Hauptprofiteur des neuen Förderpfades“ (ebenda) bezeichnen.

1474 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VI.2.b.)dd.), S. 190.

Bevor die Effektivität der Anreizsetzung weiter evaluiert wird, ist noch einmal herauszuheben, dass die Anreizsetzung im Zuge der grundsätzlich freiwilligen Ausgestaltung der Direktvermarktung generell notwendig war / ist. Sie stellt somit keinen Verstoß gegen das ökonomische Prinzip dar.

Im Rahmen der weitergehenden Betrachtung der Qualität der Anreizsetzung ist festzuhalten, dass die Nutzung letztlich ein – wenn auch deutlich verschärftes, beinahe überspitztes – Abbild der gesetzten Anreize darstellt.

Die Ursache der Nutzungskonzentration auf die windenergetischen Energieträger liegt hierbei unmittelbar in der Art und Weise der Anreizsetzung begründet.¹⁴⁷⁵ Diese besteht – wie dargelegt – in der (möglichen) Mehreinnahmenerzielung gegenüber der Mindestvergütung.¹⁴⁷⁶ In diesem Zusammenhang ist vor allem die Managementprämie als relevante Mehreinnahmequelle gegenüber der Mindestvergütung zu benennen.¹⁴⁷⁷ Diese betrug im Jahr 2012 für die fluktuierenden Energieträger der Wind- und solaren Strahlungsenergie jeweils 1,2 Cent pro kWh, bei den übrigen Energieträgern entfiel sie lediglich auf 0,3 ct pro kWh.¹⁴⁷⁸ Der sachliche Grund zur Differenzierung liegt aus gesetzgeberischer Sicht in den erhöhten prognostischen Anforderungsformen dieser Energieträger.¹⁴⁷⁹ Diese Differenzierung führt jedoch automatisch dazu, dass im Rahmen der fluktuierenden Energieträger grundsätzlich – unabhängig von den ihrerseits tatsächlich anfallenden Kosten – ein deutlich erhöhter Anreiz gesetzt wird.¹⁴⁸⁰ Dies hat nicht nur zur erheblichen monokulturellen

1475 Vgl. vor allem zu weiteren Gründen *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 und S. 333].

1476 Siehe nochmals Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.

1477 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 f.]; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 5; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; siehe *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

1478 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

1479 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

1480 Vgl. dazu gerade *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

II. Kostenentstehung und Kostengünstigkeit im Rahmen der Direktvermarktung

Nutzung geführt, sondern gleichzeitig weitere Folgen wie beispielsweise den Einsatz „professionelle[r] Vermarkter“¹⁴⁸¹ hervorgerufen.¹⁴⁸²

Letztgenannte forcieren dabei die monokulturelle Nutzung wiederum (unfreiwillig) mittelbar, da sie primär Windenergieanlagen unter Vertrag nehmen.¹⁴⁸³

Insgesamt kann die Anreizsetzung der marktpremiierten Direktvermarktung nur als teilweise erfolgreich¹⁴⁸⁴, jedoch keineswegs als ausgewogen bewertet werden. Dies mündet insgesamt in einen teilweisen Verstoß gegen das ökonomische Prinzip, da ein vollständiges Erreichen der Marktintegration aller erneuerbaren Energieträger von vornherein limitiert scheint. Zugleich verdichtet sich der Anschein, dass ein Verstoß gegen das Differenzierungskriterium vorliegt.

II. Kostenentstehung und Kostengünstigkeit im Rahmen der Direktvermarktung

Um bewerten zu können, ob das Fördersystem der prämierten Direktvermarktung dem ökonomischen Prinzip genügt, ist insbesondere dessen Kostenentstehung zu untersuchen. Insoweit muss die novellierte Direktvermarktung vor allem dem Gebot der Mehrkostenvermeidung¹⁴⁸⁵ genügen, welches – abseits der Einhaltung des ökonomischen Prinzips – vor allem aus Gründen der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt von

1481 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

1482 Vgl. exemplarisch Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.]; Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19]; siehe dazu vor allem Abschnitt E.II. 1.b.), S. 422 ff.

1483 Vgl. Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.], wonach die „Direktvermarkter“ (ebenda) insbesondere im Segment der Windenergie tätig sind, hingegen kaum in den anderen Segmenten. Diesbezüglich ist jedoch hervorzuheben, dass sich die Ausführungen vor allem auf die Einführungsphase beziehen, sodass mit einer Ausweitung auf die übrigen Segmente (bei entsprechender Lukrativität) zu rechnen ist.

1484 Insoweit attestieren Altmann / Oschmann, in: Altmann / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 36 der Direktvermarktung allgemein zumindest einen „deutliche[n] Attraktivitätsgewinn“ (ebenda) abgebildet durch die angestiegene Nutzung.

1485 Utermöhlen, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13.

Bedeutung ist.¹⁴⁸⁶ Anknüpfend an die Betrachtung der Kostenentstehung kann (nach Prüfung aller allgemeinen und besonderen Parameter) schließlich eine konkrete Bewertung des Kosten-Nutzen-Verhältnisses – und damit der ökonomischen Effizienz – erfolgen.¹⁴⁸⁷

1. Vorgehensweise

Ausgangspunkt der Bewertung der Kostenentstehung ist die Fragestellung, auf welche Art und Weise die im Rahmen der Direktvermarktung eingesetzten Förderinstrumente der Markt- und Flexibilitätsprämie überhaupt finanziert werden und wer dabei ‚Träger‘¹⁴⁸⁸ der anfallenden Kosten ist. Im Anschluss an diese Darstellung kann die Kostenentstehung im Rahmen der Direktvermarktung analysiert und am Gebot der Mehrkostenvermeidung¹⁴⁸⁹ gemessen werden. Hierfür ist vorab die Bemessung der Fördermittel im Rahmen des Fördersystems zu betrachten. Diese nehmen nämlich entscheidenden Einfluss auf die Kostenentstehung im Rahmen des Fördersystems (Primärkosten).¹⁴⁹⁰

2. Finanzierung der prämierten Direktvermarktung über die EEG-Umlage

Zunächst ist also der im Rahmen der Direktvermarktung eingesetzte Finanzierungsmechanismus zu untersuchen.

1486 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208 f.

1487 Siehe insoweit nochmals Abschnitt C.VI.7.a.), S. 206 sowie C.VIII.2., S. 245.

1488 Der hier verwandte Begriff des ‚Kostenträgers‘ ist nicht inhaltlich gleichlaufend mit dem Begriff des Kostenträgers, der im Rahmen des Rechnungswesens verwandt wird, vgl. dazu *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (I – K), S. 1808 [‚Kostenträger‘] sowie *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Kostenträger, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Kostenträger> (zuletzt abgerufen am: 14.1.2014). Vorliegend soll mit dem Begriff des ‚Kostenträgers‘ nur die (personelle/sachliche) Finanzierungsgrundlage des Fördersystems beschrieben werden.

1489 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208.

1490 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.7.b.), S. 207.

a.) Finanzierungsmechanismus der Marktprämie

Beschäftigt man sich insoweit mit dem Förderinstrument der Marktprämie, sollte der Ausgangspunkt der Betrachtung bei § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 liegen. Nach dieser Anspruchsgrundlage¹⁴⁹¹ können die jeweiligen Anlagenbetreiber für den nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 direktvermarkteten Strom die Marktprämie verlangen, soweit die normierten Voraussetzungen erfüllt sind.¹⁴⁹² Die Abwicklung im Rahmen der Marktprämie erfolgt damit zunächst im Verhältnis vom Anlagenbetreiber zum Netzbetreiber.¹⁴⁹³ Nach getätigter Zahlung durch den Netzbetreiber erfolgt die Wälzung dieser Kosten über den regulären EEG-Ausgleichsmechanismus.¹⁴⁹⁴ Insoweit besteht auf der zweiten Ebene des Ausgleichsmechanismus gemäß § 35 Abs. 1a EEG 2012 die Pflicht für die Übertragungsnetzbetreiber, den jeweiligen lokalen Netzbetreibern die verauslagte Prämienvergütung finanziell auszugleichen (Zahlungspflicht).¹⁴⁹⁵ Anschließend findet auf der dritten Ebene der finanzielle Ausgleich der Prämienzahlungen unter den Übertragungsnetzbetreibern nach § 36 Abs. 3 S. 2 EEG 2012 statt.¹⁴⁹⁶ Letztlich werden die Prämienvergütungen in die EEG-Umlage eingestellt, welche die Übertragungsnetzbetreiber von den letztverbraucherbeliefernden

1491 BR-Drs. 341/11, S. 158; *Ekdardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 7; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 88; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 8; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 30; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 5 f. sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1 f.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1492 Siehe dazu *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

1493 Vgl. *Schlacke / Kröger*, NVwZ 2012, S. 919 [S. 920]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 f.]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 23.

1494 *Schlacke / Kröger*, NVwZ 2012, S. 919 [S. 920]; dazu ausführlich *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 3 ff.

1495 *Schlacke / Kröger*, NVwZ 2012, S. 919 [S. 920]; *Altrock*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 34 Rn. 4; vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 62.

1496 Vgl. *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 63; siehe *Cosack*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 7.

Elektrizitätsversorgungsunternehmen beanspruchen können, § 37 Abs. 2 EEG 2012.¹⁴⁹⁷ Insoweit sind die Letztverbraucher im Rahmen der Marktprämie auf Grund der vorgenommenen Kostenwälzung der eigentliche finanzielle Träger. Es besteht diesbezüglich – abseits der abweichenden Nummerierung – eine vollkommene Übereinstimmung zur Mindestvergütungsförderung.¹⁴⁹⁸

b.) Finanzierungsmechanismus der Flexibilitätsprämie

Im Rahmen der Flexibilitätsprämie ergeben sich diesbezüglich keine Änderungen. Es handelt sich bei dieser um eine zusätzliche Prämie, welche „ergänzend zur Marktprämie“¹⁴⁹⁹ vorgesehen ist.¹⁵⁰⁰ Sie wird ebenfalls vom Netzbetreiber bei Vorliegen der jeweiligen Voraussetzungen gewährt, vgl. § 33i Abs. 1 EEG 2012.¹⁵⁰¹ Damit erfolgt die Finanzierung erneut über die EEG-Umlage.¹⁵⁰² Dies bedeutet, dass die Letztverbraucher wiederum Träger der finanziell anfallenden Lasten sind.

3. Die Berechnung der Marktprämie im Detail

Im Folgenden ist die Bestimmung und Ermittlung der im Rahmen des jeweiligen Instruments auszuschüttenden Fördermittel (Förderung i.e.S.) zu untersuchen. Diese sind – wie bereits erläutert – für die Kostenentstehung eines Fördersystems von primärer Bedeutung.¹⁵⁰³ Die Darstellung der Fördermittelbemessung bildet dabei nicht nur die Ausgangsbasis für die Bewertung der Kostenentstehung. Sie ist auch für die weitergehende

1497 Siehe *Schlacke / Kröger*, NVwZ 2012, S. 919 [S. 920]; vgl. *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 65 / 66.

1498 Zum Wälzungsmechanismus der EEG-Förderung über die Mindestvergütung siehe nochmals Abschnitt B.IV.3., S. 81 ff.

1499 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

1500 So bereits *Ekdardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 4.

1501 Zu den einzelnen Voraussetzungen ausführlich *Ekdardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 4 ff. sowie *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 8 ff.

1502 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; siehe zudem *Altrock*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 34 Rn. 3 ff.

1503 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.7.b.), S. 208.

Untersuchung der prämierten Direktvermarktung anhand der übrigen allgemeinen wie auch besonderen Parameter von Bedeutung (beispielsweise (für) die Lernfähigkeit des Fördersystems).

a.) Die grundlegende Berechnung der Marktprämie und der anzulegende Wert (EV^c)

Somit ist zunächst die Bemessung der Marktprämie zu betrachten. Die Berechnung der auszuschüttenden Marktprämie erfolgt gemäß § 33g Abs. 2 EEG 2012 einerseits kalendermonatlich, andererseits rückwirkend für den jeweils vorherigen Monatszeitraum („ex post“¹⁵⁰⁴).¹⁵⁰⁵ Die Ausgangsbasis der vorzunehmenden Berechnung ist jeweils der sog. „anzulegende Wert“^{1506, 1507} der auch als „Eventualvergütung“¹⁵⁰⁸ (EV^c) bezeichnet wird.¹⁵⁰⁹ Dieser Wert entspricht dabei exakt der Höhe der jeweils nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 vom Anlagenbetreiber beanspruchbaren Mindestvergütung inklusive aller erlangbaren Boni und Aufschläge.¹⁵¹⁰ Insoweit finden – außer im Bereich der Biomasse, vgl.

1504 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

1505 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 52 ff.; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33g Rn. 12; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 111 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 20.

1506 § 33g Abs. 2 S. 2 EEG 2012; § 33h EEG 2012.

1507 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § Rn. 4; so ausdrücklich *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 5; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 14; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 100; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 21.

1508 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.

1509 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § Rn. 4.

1510 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; siehe zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 5; so ebenfalls *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 14; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG,

§ 33h S. 2 EEG 2012 – auch sämtliche Regelungen und Institute (§§ 17 bis 21 EEG 2012) entsprechend Berücksichtigung, welche mit der Mindestvergütung in unmittelbarem Zusammenhang stehen und auf diese demnach einwirken können;¹⁵¹¹ insbesondere die Degression und der Vergütungszeitraum sind hierbei von Gewicht.¹⁵¹²

Um die Marktpremie (MP) letztlich zu ermitteln, ist von der zuvor beschriebenen „Eventualvergütung“¹⁵¹³ (‘anzulegender Wert’ – EV^c) der sog. energieträgerspezifische Referenzmarktwert (RW^c , angegeben in Cent pro Kilowattstunde) in Abzug zu bringen, vgl. Nr. 1.2 Anlage 4 EEG 2012.¹⁵¹⁴ Es gilt insoweit eine ‚einfache‘ Subtraktion vorzunehmen ($MP = EV - RW$)¹⁵¹⁵.

b.) Der Referenzmarktwert (RW^c)

Damit die vorgenannte Subtraktion vorgenommen werden kann, muss vorerst der Referenzmarktwert bestimmt werden. Er ergibt sich dabei aus der Subtraktion des sog. energieträgerspezifischen Marktwertes (MW^c) von der jeweils, je nach Energieträger spezifischen Management-

§ 33g Rn. 21; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 100.

1511 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 6; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 14; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 22; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 101.

1512 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 9; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 14.

1513 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.

1514 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

1515 Anlage 4 Nr. 1.2 EEG 2012; vgl. *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16]; vgl. zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 13.

prämie (P_M^c).¹⁵¹⁶ Die Berechnungsformel lautet insofern allgemein $RW = MW - P_M$.¹⁵¹⁷

aa.) Der Marktwert (MW^c)

Der Minuend Marktwert (MW^c) wird dabei grundsätzlich anhand der am börslichen Spotmarkt EPEX SPOT im Rahmen der Stundenkontrakte jeweils erzielten Preise ermittelt.¹⁵¹⁸ Hieraus wird sodann je nach Technologieart rückwirkend ein tatsächlicher Monatsmittelwert gebildet,¹⁵¹⁹ wobei dieser im Rahmen der nicht-steuerbaren, dargebotsabhängigen Erzeugungsarten jeweils eine weitere Korrektur erfährt.¹⁵²⁰ Diese findet bei den Erzeugungsarten Wind-Onshore, Wind-Offshore und der solaren Strahlungsenergie in unterschiedlichem Maße statt.¹⁵²¹ Sie soll insoweit den jeweils am Markt realisierbaren Strompreis widerspiegeln respektive

1516 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15 f.; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 16; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 109; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 28; vgl. zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 15.

1517 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16]; siehe zudem *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 16; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 25; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 106; vgl. zudem insb. Anlage 4 Nr. 2 EEG 2012.

1518 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; siehe zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 19; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 17.

1519 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; dazu ausführlich *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 20 ff.; vgl. Anlage 4 Nr. 1.1 [„ MW^c “] EEG 2012.

1520 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; vgl. ebenfalls *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; so zudem *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 18; so *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 2, dort zur Berechnung insgesamt ausführlich ab Rn. 25 ff.; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 108.

1521 Siehe hierzu ausführlich *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 17 f.]; siehe auch *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; vgl. zudem Anlage 4 Nr. 2.1 bis Nr. 2.4.3. EEG 2012.

dokumentieren.¹⁵²² Es erfolgt damit im Rahmen des Marktwertes eine separate Berechnung für jede einzelne Erzeugungsart.¹⁵²³ Letztlich führt die kalendermonatlich vorgenommene Berechnung dazu, dass „die Marktpremie für jede Stunde dieses Kalendermonats pro Technologie gleich hoch [ausfällt]“^{1524, 1525}.

bb.) Die Managementprämie (P_M)

Der vom soeben dargelegten Marktwert (MW^c) als Subtrahend abzuziehende Wert P_M ist die sog. Managementprämie.¹⁵²⁶ Diese war in der Ursprungsfassung¹⁵²⁷ – und somit für das Jahr 2012 – ausschließlich technologiespezifisch ausgestaltet.¹⁵²⁸ Mit der verabschiedeten Managementprämienverordnung (MaPrV)¹⁵²⁹ ist im Bereich der Managementprämie mit der ‚Fernsteuerbarkeit‘ jedoch noch ein weiteres Differenzierungskriterium hinzugekommen,¹⁵³⁰ welches ab dem 1.1.2013 ausschließlich für die fluktuierenden Erzeugungsarten der Wind- und

1522 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

1523 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

1524 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; ebenso Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 22.

1525 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 22.

1526 Vgl. Anlage 4 Nr. 1.1 [P_M] EEG 2012; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390 f.]; Hinsch / Holzapfel, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 109; Hinsch / Reshöft, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 28.

1527 BGBl. I S. 1634 ff. [insb. S. 1663 ff.] vom 4.8.2011.

1528 Vgl. Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390 f.]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 38 und Fn. 31; vgl. zudem BMU, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 13 f.; Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 12].

1529 Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV) vom 2. November 2012, BGBl. I, S. 2278 vom 7.11.2012.

1530 Vgl. § 2 MaPrV; vgl. dazu gerade Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46; vgl. zudem Hartwig, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 18; Sommerfeldt, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 64f Rn. 8.

Solarenergie Anwendung findet und insoweit bei der Berechnung der Marktprämie entsprechende Berücksichtigung finden muss.¹⁵³¹

Im Rahmen der ursprünglichen Fassung erfolgte lediglich eine technologiespezifische¹⁵³² Differenzierung anhand des Faktors der Fluktuation respektive der allgemeinen Steuerbarkeit der Erzeugungstechnologie,¹⁵³³ welche strikt vom später eingeführten Kriterium der Fernsteuerbarkeit abgegrenzt und unterschieden werden muss.¹⁵³⁴ Insofern erhielten die nicht-fluktuierenden, steuerbaren Erzeugungsarten (Wasserkraft, Deponiegas, Klärgas, Grubengas, Biomasse und Geothermie)¹⁵³⁵ eine Managementprämie von jeweils 0,30 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2012.¹⁵³⁶ Im Bereich der Windenergie-Onshore¹⁵³⁷ sowie Solarenergie waren dahingegen einheitlich 1,20 Cent je Kilowattstunde als Manage-

1531 Vgl. § 2 und § 5 MaPrV; vgl. bereits allgemein zur Managementprämienhöhe *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 64f Rn. 8.

1532 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; *Ekarde / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20.

1533 Vgl. Anlage 4 Nr. 2 EEG 2012 [insb. Anlage 4 Nr. 2.1.1, Nr. 2.2.3, Nr. 2.3.4. und Nr. 2.4.3]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12].

1534 Insoweit bedeutet Steuerbarkeit, dass der Anlagenbetreiber jederzeit auf die Produktion der Energie Einfluss nehmen kann und durch den Faktor des Primärenergieträgerangebots nicht in seiner Handlungsfreiheit limitiert wird, siehe nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 237 ff. Fernsteuerbarkeit bedeutet dahingegen, dass die jeweilige Ist-Einspeisung durch den Dritten, welcher den Strom vom Anlagenbetreiber erworben hat (Dritter i.S.d. § 33a Abs. 1 EEG 2012) oder durch „eine andere Person, an die dieser Strom weiterveräußert wird“ (§ 3 Abs. 1 Nr. 1 MaPrV), jederzeit abgerufen sowie auch ferngesteuert reduziert werden kann (Abregelung), vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 1 MaPrV. Hierfür muss der Anlagenbetreiber dem jeweils Vorgenannten eine entsprechende Befugnis einräumen, vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 2 MaPrV. Dazu insgesamt ausführlich *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46 ff.

1535 Anlage 4 Nr. 2.1 EEG 2012.

1536 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 40; vgl. Anlage 4 Nr. 2.1.2 EEG 2012.

1537 Im Bereich der Offshore-Windenergie war im Jahr 2012 dahingegen noch keine Managementprämie festgesetzt, was auf den zu diesem Zeitpunkt noch nicht zu erwartenden respektive stattgefundenen Netzanschluss der jeweiligen Offshore-Anlagen / -parks zurückgeführt werden kann. Für das Jahr 2013 war hingegen eine entsprechende Managementprämie vorgesehen, die dabei vollständig der Onshore-Windenergie entsprach, vgl. Anlage 4 Nr. 2.3.4 EEG 2012.

mentprämie vorgesehen.¹⁵³⁸ Für die Folgejahre ist im Bereich aller Erzeugungsträger zudem eine entsprechende jährliche Degression implementiert.¹⁵³⁹ Im Zuge der mit der MaPrV aktualisierten Bemessungsgrundlage der Managementprämie, kommt es zu einer deutlichen Verschärfung dieser bisher festgesetzten Degression (allein) im Bereich der Wind- und Solarenergie.¹⁵⁴⁰ Hinzu kommt für diese fluktuierenden Erzeugungstechnologien die beschriebene Differenzierung anhand des Faktors der Fernsteuerbarkeit.¹⁵⁴¹ Sonach erhalten die Windenergie- und Solaranlagen, welche über eine technische Einrichtungen i.S.d. § 3 Abs. 1 MaPrV verfügen, eine erhöhte Managementprämie gegenüber den sonstigen, nicht fernsteuerbaren Anlagen, vgl. § 2 MaPrV.¹⁵⁴² Zusätzlich wurde die Degression der fluktuierenden Erzeugungsarten für die Folgejahre insbesondere im Bereich der nicht-steuerbaren Anlagen i.S.d. § 3 MaPrV deutlich stärker ausgestaltet.¹⁵⁴³ So ist für fernsteuerbare fluktuierende Erzeugungsarten Windenergie (Onshore, Offshore) und Solarenergie die Managementprämie noch auf 0,75 Cent je Kilowattstunde für das Jahr 2013 festgelegt,¹⁵⁴⁴ im Bereich der nicht fernsteuerbaren

1538 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 42; vgl. Anlage 4 Nr. 2.2.3, Nr. 2.3.1 und Nr. 2.4.3 EEG 2012.

1539 Vgl. Anlage 4 Nr. 2.2.3, Nr. 2.3.4 und Nr. 2.4.3. EEG 2012; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; vgl. zudem BT-Drs. 10571, S. 9; siehe insoweit Tabelle 1 auf S. 297; allgemein *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 30; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 110.

1540 Vgl. gerade BT-Drs. 17/10571, S. 1 ff.; vgl. bereits *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 19 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 30; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 64f Rn. 8; so gerade *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 590].

1541 Dazu ausführlich *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46 ff.; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 21; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 30.

1542 Vgl. gerade BT-Drs. 17/10571, S. 13 ff.; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46 ff.; vgl. zudem *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 19.

1543 Vgl. § 2 MaPrV.

1544 Vgl. § 2 Abs. 2 Nr. 1 MaPrV; siehe bereits *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 19; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 110.

II. Kostenentstehung und Kostengünstigkeit im Rahmen der Direktvermarktung

Anlagen beträgt sie hingegen 0,10 Cent weniger.¹⁵⁴⁵ Im Vergleich dazu beträgt die „ P_M (Steuerbare)“ 0,275 Cent/kWh.¹⁵⁴⁶

Tabellarisch gelistet ergeben sich damit folgende Managementprämien- und Degressionssätze:

Tabelle 1: Managementprämiensätze und deren Degression¹⁵⁴⁷

Jahr der Gewährung der Marktprämie	Managementprämie der fernsteuerbaren fluktuierenden Energieträger	Jeweilige Degression pro Intervall	Managementprämie der nichtfernsteuerbaren fluktuierenden Energieträger	Jeweilige Degression pro Intervall	Managementprämie der steuerbaren Energieträger P_M (Steuerbare)	Jeweilige Degression pro Intervall
2012	1,20 Cent / kWh (außer Offshore-WEA ¹⁵⁴⁸)	-	1,20 Cent / kWh	-	0,30 Cent / kWh	-
2013	0,75 Cent / kWh	- 0,45 Cent / kWh	0,65 Cent / kWh	- 0,55 Cent / kWh	0,275 Cent / kWh	- 0,025 Cent / kWh
2014	0,60 Cent / kWh	- 0,15 Cent / kWh	0,45 Cent / kWh	- 0,20 Cent / kWh	0,25 Cent / kWh	- 0,025 Cent / kWh
Ab 2015	0,50 Cent / kWh	- 0,10 Cent / kWh	0,30 Cent / kWh	- 0,15 Cent / kWh	0,225 Cent / kWh	- 0,025 Cent / kWh
Gesamtdegression 2012 bis 2015	- 0,7 Cent / kWh		- 0,9 Cent / kWh		- 0,075 Cent / kWh	

1545 Vgl. § 2 Abs. 1 Nr. 1 MaPrV; vgl. bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46.

1546 Vgl. Anlage 4 Nr. 2.1.2 EEG 2012.

1547 Datenquelle: Anlage 4 Nr. 2.1.2., Nr. 2.2.3, Nr. 2.3.4. sowie Nr. 2.4.3 EEG 2012 und § 2 MaPrV; eine ähnliche tabellarische Darstellungen findet sich bereits bei *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 50, wobei dort jedoch nicht die Degressionssätze ausgewiesen werden, diese sind teilweise bereits in Anlage 4 Rn. 46 dargelegt; eine weitere tabellarische Darstellung ohne die jeweiligen Degressionssätze und auch nur für die einzelnen Erzeugungsarten finden sich bei *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20 ff.; zudem halten *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 30 eine entsprechende Tabelle vor, die jedoch wiederum allein die reinen Managementprämiensätze abbildet.

1548 Siehe dazu nochmals Fußnote Nr. 1537 auf S. 295.

c.) Letztendliche Bestimmung der Marktpremie und abschließende Anmerkungen

Nachdem Klarheit über den Subtrahenden „ P_M “ besteht, kann nun der Referenzmarktwert ermittelt und sodann vom anzulegenden Wert subtrahiert werden, sodass sich letztlich die jeweils auszuschüttende Marktpremie in Cent pro Kilowattstunde ergibt¹⁵⁴⁹. Insoweit kann die Berechnung der Marktpremie auch verkürzt als

„ $MP = EV - MW + P_M$ “¹⁵⁵⁰ dargestellt werden. Abschließend sei zur Berechnung der Marktpremie angemerkt, dass diese niemals negativ ausfallen kann:¹⁵⁵¹ Denn soweit die Differenz („ MP' “) einen Wert kleiner als Null – folglich einen negativen Wert – erreicht, wird nach Anlage 4 Nr. 1.2 EEG 2012 „der Wert „ MP “ mit dem Wert Null festgesetzt“^{1552 1553}.

1549 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390 f.]; vgl. auch Anlage 4 Nr. 1.2 EEG 2012.

1550 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16]; ebenfalls dargestellt bei *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

1551 *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 51; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 12.

1552 Anlage 4 Nr. 1.2 EEG 2012.

1553 *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 51; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 12; vgl. *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16].

Grafisch stellt sich die die Marktpremie wie folgt dar:

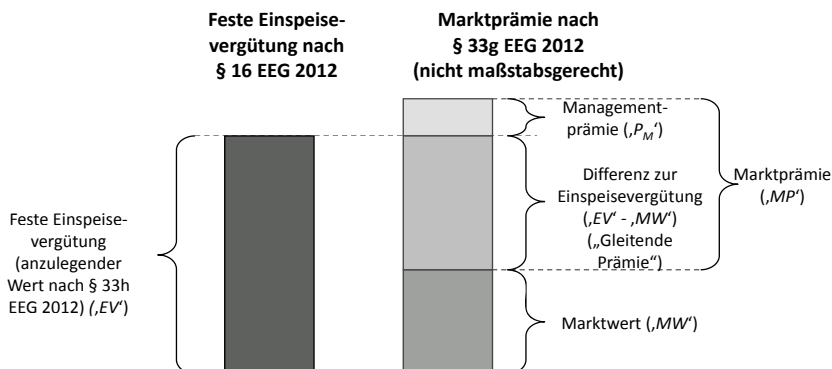


Abbildung 10: Marktpremie nach § 33g EEG 2012¹⁵⁵⁴

4. Betrachtung und Bewertung der Kostenentstehung im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung

Anknüpfend an die vorherige Darstellung kann nun die Kostenentstehung im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung evaluiert werden. Hierfür ist die Kostenentstehung im Rahmen des implementierten Fördermechanismus der Marktpremie – und im Rahmen der Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012 – insbesondere am Postulat und Erfordernis der Mehrkostenvermeidung¹⁵⁵⁵ sowie (erst recht auch) der Kostenminimierung zu messen. Um dies umzusetzen, erfolgt zunächst eine abstrakte Betrachtung der Kostenentstehung unter Heranziehung der vorgenannten Kriterien sowie der bis dato meistgenutzten¹⁵⁵⁶ Mindestvergütung als Vergleichsmaßstab. Anschließend ist die

1554 Grafische Darstellung entnommen von *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390] (ebenfalls abgebildet bei *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 9), wobei die Bezeichnungen unter Rückgriff auf *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11] und die vorherigen Ausführungen angepasst worden sind.

1555 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208.

1556 Vgl. nochmals *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*,

Kostenentstehung konkret anhand der prognostizierten sowie tatsächlich festgestellten Kosten zu bewerten. Am Ende steht eine Gesamtbeurteilung.

a.) Abstrakte Betrachtung der Kostenentstehung im Rahmen der Marktprämie

Zu untersuchen ist daher, welche Kosten durch das System der marktprämiierten Direktvermarktung entstehen und ob diese vor allem dem Prinzip der Mehrkostenvermeidung¹⁵⁵⁷ genügen.

aa.) Gesteigerte Primärkosten durch die Managementprämie?

Betrachtet man die Kostenentstehung vorerst abstrakt anhand des auszuschüttenden Förderbetrages – und somit losgelöst von jeglichen getätigten numerischen Prognosen und den im Jahr 2012 tatsächlich eingetretenen Kosten –, so ist entscheidend, ob es im Rahmen der Marktprämie nicht zu einer allgemeinen oder generellen Mehrkostenentstehung gegenüber der Mindestvergütung kommt.

Die Managementprämie stellt in diesem Zusammenhang (im Falle eines durchschnittlich erzielten Marktpreises) eine Zusatzeinnahme¹⁵⁵⁸ – nicht jedoch zwingend einen Mehrgewinn –¹⁵⁵⁹ für die jeweiligen Anlagenbetreiber gegenüber der Mindestvergütung dar.¹⁵⁶⁰ Mit anderen Worten steigt der im Rahmen der Mindestvergütung insgesamt von den Anlagenbetreibern erzielbare wie auch an diese auszuschüttende Betrag im Rahmen der Direktvermarktung entsprechend an, vgl. auch nochmals

Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); vgl. vor allem Abschnitt D.I.2.a.), S. 260 ff.

1557 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208.

1558 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 36.

1559 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; siehe hierzu auch Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff. sowie Abschnitt E.III.1.b.)bb.), S. 447.

1560 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 36.

Abbildung 10.¹⁵⁶¹ Es könnte sonach zu einer Mehrkostenentstehung kommen. Das Ziel der Managementprämie besteht dabei (neben der ihr innewohnenden Anreizfunktion¹⁵⁶² insbesondere) darin, die „Handlingkosten“¹⁵⁶³ der Anlagenbetreiber im Rahmen der Durchführung der Direktvermarktung auszugleichen.¹⁵⁶⁴ Diese entstehen dabei nach Vorstellung des Gesetzgebers nicht nur „für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen [...]“¹⁵⁶⁵, sondern vor allem auch „für die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose“¹⁵⁶⁶.¹⁵⁶⁷

Bei der komparativen Bewertung der Kostenentstehung darf hingegen nicht übersehen werden, dass der nach § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 dem jeweiligen Anlagenbetreiber auszuschüttende und anschließend zu wälzende Mindestvergütungsbetrag (bislang noch) überhaupt keine Vermarktungs-, Prognose- und Ausgleichsenergiekosten enthält, die im Rahmen der späteren börslichen Vermarktung bei den Übertragungsnetzbetreibern entstehen¹⁵⁶⁸. Diese werden im Rahmen der EEG-Umlage

1561 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391].

1562 Siehe dazu nochmals D.I.1.d.)aa.), S. 254 f.; siehe zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 5.

1563 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 5.

1564 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 3 und Anlage 4 Rn. 36; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 19; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; siehe zudem *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 5.

1565 Anlage 4 Nr. 1.1 [„P_M“] EEG 2012.

1566 Anlage 4 Nr. 1.1 [„P_M“] EEG 2012.

1567 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 5; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 36; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 19.

1568 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 5; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 19.

vielmehr als separate Ausgabepositionen ausgewiesen und in diese eingestellt.¹⁵⁶⁹ Sie müssen im Rahmen einer Kostenbetrachtung damit mit dem eigentlich auszuschüttenden Mindestvergütungsbetrag summiert werden.¹⁵⁷⁰

Dies bedeutet, dass es durch die Managementprämie nicht automatisch zu einer Mehrkostenentstehung kommen muss.¹⁵⁷¹ Vielmehr deckt die Managementprämie insoweit die Kosten ab, die – wenn auch vielleicht nicht in exakter Höhe –¹⁵⁷² im Rahmen der Mindestvergütung ansonsten (bisher) auf Seiten der Übertragungsnetzbetreiber entstanden wären.¹⁵⁷³ Diese werden daher grundsätzlich zu Recht auch als „Opportunitätskosten“¹⁵⁷⁴ bezeichnet. Es handelt sich infolgedessen lediglich um die Verlagerung von Kosten,¹⁵⁷⁵ nicht jedoch um vollkommen neue.¹⁵⁷⁶

1569 Vgl. § 37 Abs. 2 S. 1 EEG 2012; § 3 Abs. 4 Nr. 4 bis 6 AusglMechV; siehe hierzu auch *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, § 37 Rn. 52 ff.

1570 Insofern sei angemerkt, dass dem durchschnittlichen Marktwert („MW“) im Rahmen der Bemessung der „gleitende[n] Prämie“ (*Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]) als Teil der Marktprämie gleichzeitig als Pendant im Rahmen der Wälzung der Mindestvergütung die Einnahmen aus der „vortägigen und untertägigen Vermarktung“ durch die Übertragungsnetzbetreiber gegenüberstehen, vgl. § 37 Abs. 2 EEG 2012, § 3 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2012. Insoweit kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass sich die genannten Kostenpositionen konzeptionell vergleichbar gegenüberstehen und im Kontext der Gesamtkostenberechnung insoweit – abstrakt gesehen – eine gleiche Ausgangsbasis bilden. Die Kosten der Mindestvergütung sind im Rahmen der Abrechnung über die EEG-Umlage damit wiederum ein gleitender Differenzausgleich, der jedoch hierbei für den Netzbetreiber vorgesehen ist.

1571 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1572 Vgl. insoweit *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1573 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 5; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 19.

1574 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

1575 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 19.

1576 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37.

Demzufolge wird die Marktpremie auch als „quasi systemneutral ausgestaltet“¹⁵⁷⁷ beschrieben.¹⁵⁷⁸

Daher ist schon grundsätzlich nicht mit einer Kostenersparnis durch die Marktpremie im Bereich der Primärkosten (auszuschüttende Fördermittel) zu rechnen.¹⁵⁷⁹ Umgekehrt ist es damit umso bedeutender, ob es durch das neue Direktvermarktungsinstrument trotz des Ausgangsgedankens der Systemneutralität¹⁵⁸⁰ nicht gleichwohl zu einer spürbaren Mehrkostenentstehung kommt. Sodann läge ein Verstoß gegen das Gebot der Mehrkostenvermeidung¹⁵⁸¹ vor. Betrachtet man insoweit abstrakt, dass viele einzelne, bisher unerfahrene Anlagenbetreiber nun an die Stelle der zuvor agierenden Übertragungsnetzbetreiber treten, so ist insbesondere in der Anfangsphase der Direktvermarktung von einer ineffizienteren Art und Weise der Vermarktung auszugehen.¹⁵⁸² Insofern wurde die Manage-

1577 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 13; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2.

1578 So *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 13; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2; demgegenüber spricht *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 9 von „theoretisch[er] [S]ystemneutral[ität]“ (ebenda).

1579 Vgl. gerade *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 13; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2.

1580 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 13; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 2; siehe zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 9; vgl. zudem *Sensfuß (Projektleitung)*, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts gemäß § 65 EEG, Vorhaben IV, Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, S. 2, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_recht_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 10.4.2013); *Horst / Hauser (IZES)*, Eruiierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 21, abrufbar unter: http://www.izes.de/cms/upload/pdf/20120123_Absenkung_EEG_Umlage.pdf (zuletzt abgerufen am: 10.4.2013).

1581 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208.

1582 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20; siehe zudem (zum Aspekt der Ausgleichs- und Regelernergiebeschaffung) *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

mentprämie „zunächst [auch] erhöht“¹⁵⁸³ angesetzt.¹⁵⁸⁴ Demnach wird die im Rahmen der Direktvermarktung vorgesehene Managementprämie in der Literatur allgemein auch als Kostentreiber dargestellt respektive ihr das Verursachen von Mehrkosten angelastet.¹⁵⁸⁵ So wird insbesondere das Beschaffen der Ausgleichs- und Regelenergie durch die einzelnen Anlagenbetreiber anstatt durch die Übertragungsnetzbetreiber als mehrkostenrelevant kritisiert.¹⁵⁸⁶ Ebenfalls ging der EEG-Erfahrungsbericht von einer Mehrkostenverursachung im Anfangsstadium aus.¹⁵⁸⁷

Berücksichtigt man jedoch die Degression, welche im Rahmen der Managementprämie vorgesehen ist¹⁵⁸⁸ – und welche inzwischen nochmals deutlich nachgeschärft¹⁵⁸⁹ wurde –, so müssen zukünftig deutliche Effizienzsteigerungen auf Seite der Anlagenbetreiber erzielt werden, soweit es nicht zu einer Abkehr von der Direktvermarktung kommen soll. Dies lässt für die Zukunft sowie auf Dauer begrüßenswerte Effizienzsteigerungen und Senkungen der zusätzlichen Kosten durch die marktpremiierte Direktvermarktung erwarten.¹⁵⁹⁰ Für die nachfolgenden Zeiträume wird damit

1583 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1584 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; vgl. zudem *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 3; siehe zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Fn. 19.

1585 Vgl. exemplarisch *Horst / Hauser (IZES)*, Eruiierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 21; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594]; vgl. zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Fn. 19; *ders.*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37.

1586 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

1587 Siehe *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 3.

1588 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20.

1589 Siehe nochmals oben, Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 296 f.; so gerade *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 590]; vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 1 ff.; siehe bereits *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 19.

1590 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14; vgl. insoweit zu den prognostizierten Einsparungen durch die Anpassung der Managementprämissen *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 8 f. sowie BT-Drs. 17/10571, S. 2 f. und S. 10.

zumindest nicht mit (weiteren) Zusatzkosten durch die Marktprämie gerechnet.¹⁵⁹¹ Dies kann jedoch nur gelten, soweit man die relative Mehrkostenentstehung betrachtet (Kostenentstehung pro geförderter Mengeneinheit Strom (kWh)). Insgesamt gesehen muss folglich selbst beim Eintreten entsprechender Skaleneffekte mit entsprechenden Mehrkosten gerechnet werden.

bb.) Zwischenergebnis

Es bleibt damit – im Einklang mit der Literatur – schon jetzt abstrakt festzuhalten, dass die Managementprämie als Bestandteil der Marktprämie die „wichtigste Quelle von Mehrkosten“¹⁵⁹² im Vergleich zur bisher etablierten Einspeisevergütung ist.¹⁵⁹³ Zumindest auf Dauer darf aber eine Kostenangleichung an das Niveau der Mindestvergütung erwartet werden. Andererseits wird eine Vergünstigung gegenüber der Mindestvergütung aus gesamtwirtschaftlicher Sicht grundsätzlich nicht zu erwarten sein.

cc.) Sekundärkosten und sonstige beeinflussende Faktoren

Verlässt man allerdings die Ebene der Primärkosten und betrachtet die Sekundärkostenentstehung im Rahmen des marktintegrativen Fördersystems der Direktvermarktung, kommt zu dem Vorgenannten noch erschwerend hinzu, dass die Marktprämie (insbesondere netzbetreiberseitig) administrative Mehrkosten verursacht, beispielsweise für die stetig stattfindende Berechnung der jeweils auszuschüttenden Marktprämie.¹⁵⁹⁴

1591 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14 f.; vgl. allein zu den erwarteten Einsparungen durch die Anpassung der Managementprämiensätze *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 8 f. sowie BT-Drs. 17/10571, S. 2 f. und S. 10.

1592 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594].

1593 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594].

1594 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

Darüber hinaus sieht die getroffene Ausgestaltung der Marktprämie – genau wie die Mindestvergütung – grundsätzlich¹⁵⁹⁵ keine Deckelung vor. Es besteht folglich das Risiko, dass sich beide Förderinstrumente zukünftig zu ‚limitlosen Kostenfallen‘ entwickeln, soweit keine effiziente Begrenzung der Förderkosten (Kostendeckelung) erfolgt. Bereits im Rahmen einer abstrakten Bewertung der Kostenentwicklung kann damit resümiert werden, dass die Direktvermarktung dem Gebot der Kostenminimierung und -ersparnis grundsätzlich nicht genügt, sondern vielmehr dagegen verstößt.

b.) Konkrete Betrachtung der Kostenentstehung im Rahmen der Marktprämie („reale Kosten“)

Vergleicht man nun die bisherige abstrakte Bewertung mit konkreten Zahlen, so verschärft sich das bisher gezeichnete Bild noch weiter. Wurde insofern zunächst als theoretische Obergrenze für die Jahre 2012 bis 2014 bereits ein Mehrkostenbetrag durch die Marktprämie von jährlich jeweils ungefähr 200 Millionen Euro prognostiziert, bevor es überhaupt zu ihrer gesetzlichen Umsetzung (und Anwendung) gekommen ist.¹⁵⁹⁶ So fallen respektive fielen andere, insbesondere korrigierte¹⁵⁹⁷ Schätzungen nicht derart positiv und optimistisch aus: Die Bundesregierung schätzt die inzwischen eintretende Kostenentstehung auf einen Betrag von zusätzlich „durchschnittlich rund 1 Million Euro pro Tag“^{1598, 1599}. Weitere Schätzungen gehen insoweit von Mehrkosten von 400 bis 500 Millionen

1595 Lediglich im Rahmen der solaren Strahlungsenergie wurde bisher ein erster Förderdeckel installiert. Hierzu sei nochmals ausführlich auf *Oppen / Groß*, ZNER 2012, S. 347 [S. 347 ff.] verwiesen.

1596 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 21]; vgl. *Sensfuß / Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, S. 16; vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 15.

1597 Siehe *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333], wonach die Bundesregierung von einem Übertreffen der „prognostizierten 200 Millionen“ (ebenda) ausgeht, und BT-Plenarprotokoll, 17/154, S. 18453.

1598 BT-Plenarprotokoll, 17/154, S. 19505.

1599 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 21]; vgl. BT-Plenarprotokoll, 17/154, S. 19505.

Euro,¹⁶⁰⁰ andere sogar von (maximal) 500¹⁶⁰¹ oder gar 500 bis 600 Millionen¹⁶⁰² Euro aus. Die höchste Mehrkostenschätzung geht hingegen von der „konservativen Energiewirtschaft“¹⁶⁰³ aus, die sogar einen Mehrkostenbetrag von [bis zu] 800 Millionen Euro pro Jahr vorausgesetzt hat.¹⁶⁰⁴

Insgesamt wird die bereits abstrakt festgestellte Mehrkostenentstehung insbesondere im Anfangsjahr damit mehr als deutlich unterstrichen. Für die Zukunft ist jedoch zu erwarten, dass diese Mehrkostenentstehung auf Grund der Änderungen im Bereich der Managementprämie für fluktuierende Energieträger im Wege der MaPrV – zumindest in gewissem Maße – Einhalt geboten wird. Nach den Prognosen im Rahmen der zugrunde liegenden Verordnungsbegründung sollen durch die Verschärfung der Degression für das Jahr 2013 Einsparungen im Rahmen der EEG-Umlage „in einer geschätzten Bandbreite zwischen 110 und 210 Mio. Euro“¹⁶⁰⁵ – gemittelt also circa 160 Millionen Euro – herbeigeführt werden.¹⁶⁰⁶ Dies würde eine Entlastung der EEG-Umlage um ca. 0,04 Cent/kWh

1600 *Nick-Leptin*, EE Direktvermarktung, Bestandsaufnahme und Entwicklungsperspektiven, Folie 10, abrufbar unter: http://www.energieverein.org/docs/201205/01_Nick-Leptin_Vortrag_Berliner_Energietage.pdf (zuletzt abgerufen am: 11.4.2013); *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594]; nach *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 59] hat das Umweltministerium die durch die Marktprämie verursachten Mehrkosten für das Jahr 2012 (zwischenzeitig) auf 465 Millionen Euro taxiert; siehe insoweit zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 11].

1601 *Eurosolar* nach Frey, Verhalten positiv, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Hummel*, Direktvermarktung über das Grünstromprivileg – ein wirksamer Beitrag zur Systemintegration, et 8/2012, S. 49 [S. 50]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

1602 *Fell* nach Witt, Viel Lehrgeld für die Marktprämie, Solarthemen 375 vom 10. Mai 2012, S. 1; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14].

1603 *Zimmermann*, Profitables Pooling, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 39].

1604 *Zimmermann*, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 39].

1605 BT-Drs. 17/10571, S. 2.

1606 BT-Drs. 17/10571, S. 2 und S. 10; siehe ausführlich zu den erwarteten Kosteneinsparungen *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 8 f. Tabelle 5; siehe *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594]; vgl. zu den tatsächlichen Kosten im Jahr 2013 *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 11].

bedeuten.¹⁶⁰⁷ Für das Jahr 2015 sollen somit sogar Einsparungen zwischen rund 220 und 265 Millionen Euro möglich sein.¹⁶⁰⁸

c.) Zwischenergebnis

Demzufolge können der Marktprämie (auch in der praktischen Anwendung) deutlich Mehrkosten attestiert werden, welche sich jedoch für die Zukunft im Zuge der vorgesehenen Degression entsprechend absenken werden. Ob hierbei jeweils das Niveau der Kostenentstehung im Rahmen der Einspeisevergütung vollends erreicht werden kann, muss jedoch bezweifelt werden. Insgesamt ist damit ein eklatanter Verstoß gegen das Gebot der Mehrkostenvermeidung¹⁶⁰⁹ zu attestieren.

5. Berechnung der Flexibilitätsprämie im Detail

Des Weiteren ist die Kostenentstehung im Rahmen der mit § 33i EEG 2012 installierten Flexibilitätsprämie zu untersuchen. Hierbei soll der Betrachtungsmaßstab jedoch nicht derart tiefgehend wie bei der Marktprämie sein, da die Flexibilitätsprämie ihrerseits keinen überragenden Nutzungserfolg verzeichnen konnte.¹⁶¹⁰ Auf Grund der (noch) möglichen Einflussnahme auf die marktprämierte Direktvermarktung soll gleichwohl eine Betrachtung erfolgen.¹⁶¹¹ Dafür ist wiederum die Berechnung der auszuschüttenden Fördermittel zu betrachten.

1607 BT-Drs. 17/10571, S. 3 und S. 10.

1608 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 9 Tabelle 5.

1609 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208.

1610 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.b.) S. 269.

1611 Siehe nochmals D.I.2.c.), S. 273 f.

a.) Grundlegende Formel zur Berechnung der Flexibilitätsprämie

Grundlage zur Berechnung der Flexibilitätsprämie (FP^c) ist die in Anlage 5 Nr. 2.1 EEG 2012 hinterlegte Formel:¹⁶¹²

$$FP = \frac{P_{Zusatz} \times KK \times 100 \frac{Cent}{Euro}}{P_{Bem} \times 8760 h}$$

Hiernach ergibt sich die Flexibilitätsprämie, welche (der Höhe nach) für die „Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung“¹⁶¹³ gezahlt wird.¹⁶¹⁴

b.) Der Zähler der Berechnungsformel im Detail

Der im Zähler befindliche Faktor P_{Zusatz}^c beschreibt dabei „die zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung[, welche] für die bedarfsorientierte Erzeugung von Strom [...] in dem jeweiligen Kalenderjahr“¹⁶¹⁵ zur Verfügung steht.¹⁶¹⁶ Er muss wiederum im Rahmen einer eigenen Formel ($P_{Zusatz} = P_{inst} - (f_{kor} \times P_{Bem})$)¹⁶¹⁷ zunächst aus der Differenz der installierten Leistung (P_{inst}^c) und der Bemessungsleistung (P_{Bem}^c) bestimmt werden,¹⁶¹⁸ wobei die Letztgenannte vorab je nach Erzeugungsart (Biomethan oder Biogas) im Wege der Multiplikation mit dem Faktor f_{kor}^c eine auslastungstypische Korrektur erfährt.¹⁶¹⁹

1612 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 1 und Rn. 5; vgl. bereits *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, 33i Rn. 10; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 33i Rn. 143.

1613 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

1614 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16].

1615 Anlage 5 Nr. 1 [P_{Zusatz}^c] EEG 2012.

1616 So bereits *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 10.

1617 Anlage 5 Nr. 2.2 EEG 2012.

1618 Vgl. dazu auch *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; siehe bereits *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 10; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 138; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 27.

1619 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; so bereits *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 10.

Als Besonderheit gilt es insoweit zu beachten, dass ‚ P_{Zusatz} ‘ Null ist, soweit die Bemessungsleistung weniger als das 0,2 fache der installierten Leistung der Anlage beträgt.¹⁶²⁰ Andererseits erfolgt eine Begrenzung des Faktors ‚ P_{Zusatz} ‘ auf den 0,5-fachen Wert der installierten Leistung;¹⁶²¹ er ist beim Überschreiten dieses Wertes insoweit auf das 0,5-fache zu fingieren respektive festzusetzen.¹⁶²² Es kommt damit zu einer Begrenzung der prämierbaren Zusatzleistung auf die Hälfte der installierten Leistung, was wiederum inhaltlich „der Zielvorgabe eines Verschiebepotenzials der Stromerzeugung von 12 Stunden [entspricht]“^{1623, 1624}

Der somit als ‚ P_{Zusatz} ‘ errechnete Wert ist nun anschließend mit der Kapazitätskomponente (‚ KK ‘) zu multiplizieren,¹⁶²⁵ welche nach Anlage 5 Nr. 2.3 EEG 2012 als Konstante¹⁶²⁶ jeweils 130 Euro pro

1620 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 7; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]. Insoweit werden die Voraussetzungen nach § 33i Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 umgesetzt und sichergestellt, ebenda; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 11; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 25 sowie Rn. 29; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 140.

1621 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; siehe *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 7; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 11; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 140; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 29.

1622 Siehe bereits *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 7; so *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 140; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 29.

1623 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395 Fn. 144].

1624 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; so *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 15]; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 140; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 29; siehe zudem *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 7.

1625 So bereits *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 6; so insgesamt *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 143; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 32.

1626 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

Kilowatt beträgt¹⁶²⁷. Sodann erfolgt eine weitere Multiplikation mit dem Faktor $100 \frac{\text{Cent}}{\text{Euro}}$.¹⁶²⁸

c.) Der Nenner der Berechnungsformel im Detail

Im Rahmen des Nenners ist – vor der abschließenden Division – lediglich die Bemessungsleistung „ P_{Bem} “ mit dem Faktor 8760 h zu multiplizieren – der Gesamtstundenzahl eines Kalenderjahres.¹⁶²⁹ Insofern wird im Rahmen der Flexibilitätsprämie eine kalenderjährliche Ermittlung zugrunde gelegt.¹⁶³⁰ Die jeweils auszuschüttende Höhe der Flexibilitätsprämie ergibt sich demgemäß „erst am Ende eines Kalenderjahres“¹⁶³¹.

d.) Zusammenfassende Gesamtformel

Die Berechnung der Flexibilitätsprämie ist nach den bisherigen Festsetzungen in Anlage 5 EEG 2012 – soweit diese keine weiteren Veränderungen durch eine Rechtsverordnung nach § 64f Nr. 4 EEG 2012 erfahren¹⁶³² – nach folgender Gesamtformel durchzuführen:

$$FP = \frac{(P_{\text{inst}} - (f_{\text{Kor}} \times P_{\text{Bem}})) \times 130 \frac{\text{Euro}}{\text{kW}} \times 100 \frac{\text{Cent}}{\text{Euro}}}{P_{\text{Bem}} \times 8760 \text{ h}}$$

1627 So bereits *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 8; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 11; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 142; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 31; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

1628 Siehe bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 143; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 32.

1629 Siehe bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 143; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 32.

1630 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; vgl. auch § 33i Ab. 2 S. 1 EEG 2012.

1631 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16].

1632 Zu den Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Flexibilitätsprämie siehe Abschnitt D.III.2.a.), S. 355.

6. Betrachtung und Bewertung der Kostenentstehung im Rahmen der Flexibilitätsprämie

a.) Fortgelten der Ergebnisse der Marktpremie im Rahmen der Flexibilitätsprämie?

Bei der Bewertung der Kostenentstehung im Rahmen der Flexibilitätsprämie müssten die Ausführungen bezüglich der Marktpremie entsprechend fortgelten. Dies rührt daher, dass die Flexibilitätsprämie konzeptionell – jedoch nicht-akzessorisch¹⁶³³ – an die Marktpremie gekoppelt sein soll; sie soll lediglich zusätzlich zur Marktpremie von den Biogasanlagenbetreibern beansprucht werden können, vgl. § 33i Abs. 1 EEG 2012 („ergänzend zur Marktpremie“¹⁶³⁴).¹⁶³⁵

b.) Exkurs: Die Flexibilitätsprämie und das Verhältnis zur sonstigen Direktvermarktung

Betrachtet man in diesem Kontext jedoch den weiteren Wortlaut des § 33i Abs. 1 EEG 2012, in dem die Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie näher festgelegt werden, so könnte sich dem ersten Anschein nach ein Widerspruch¹⁶³⁶ ergeben.¹⁶³⁷ Soweit die Flexibilitätsprämie „ergänzend zur Marktpremie“¹⁶³⁸ verlangbar sein soll, warum wird dann in § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 als Voraussetzung¹⁶³⁹ eingefordert, dass „der gesamte in der Anlage erzeugte Strom nach § 33b Nummer 1 *oder* [Nummer] 3 direkt vermarktet wird [...]“¹⁶⁴⁰ (Hervorhebung durch den

1633 BR-Drs. 341/11, S. 159; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33i Rn. 5; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 14.

1634 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

1635 Siehe gerade *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 4; vgl. aber *Lehnert*, in: Altmann / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 10; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 14.

1636 Vgl. bereits *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 14.

1637 So bereits *Hinsch / Holzappel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 127.

1638 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

1639 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 4 f.

1640 § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012; siehe dazu allgemein *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5.

Verfasser)?¹⁶⁴¹ Im Rahmen der vollständigen sonstigen Direktvermarktung kann gerade keine Marktprämie erlangt werden.¹⁶⁴² Diese ist jedoch im Einklang mit dem Wortlaut des § 33i Abs. 1 EEG 2012 nach der Gesetzesbegründung ausdrücklich erforderlich.¹⁶⁴³ Nach dieser soll „die Flexibilitätsprämie nur gewährt [werden], wenn der in der Biogasanlage erzeugte Strom nach § 33b Nummer 1 direkt vermarktet wird, also die Marktprämie in Anspruch genommen wird“¹⁶⁴⁴.

Man könnte in diesem Kontext also zunächst von einem entsprechenden Redaktionsfehler bezüglich der Formulierung in § 33b Nr. 1 EEG 2012 ausgehen. Bezieht man jedoch mit ein, dass im Rahmen der Direktvermarktung auch die Möglichkeit der anteiligen Direktvermarktung besteht, ist der Wortlaut des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 hingegen anders zu lesen. So setzt die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie in jedem Fall (nach wie vor) voraus, dass die marktprämierte Direktvermarktung genutzt wird.¹⁶⁴⁵ Gleichzeitig muss auch der gesamte Strom, den die Anlage erzeugt, zur generellen Inanspruchnahme der Direktvermarktung genutzt werden.¹⁶⁴⁶ Es darf also insbesondere keine Mindestvergütung beansprucht werden.¹⁶⁴⁷ Bezogen auf die Direktvermarktungsmenge steht dem Anlagenbetreiber im Kontext der Flexibilitätsprämie jedoch die

1641 Vgl. bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 127; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 12 und vor allem 14.

1642 Vgl. bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 127.

1643 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 159.

1644 BR-Drs. 341/11, S. 159.

1645 Vgl. insoweit zu Recht *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5; so sogar generell *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 14]; vgl. aber *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 10 und Rn. 14; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 127; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 14.

1646 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5; damit letztlich übereinstimmend *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 13 f. sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 13; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 126.

1647 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5; insoweit zur (Unzulässigkeit der) anteiligen Inanspruchnahme der Mindestvergütung *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 126.

Möglichkeit offen, einen Teil seiner insgesamt direktvermarkteten Strommenge (neben der marktprämiierten Direktvermarktung) zur Inanspruchnahme der sonstigen Direktvermarktung zu verwenden.¹⁶⁴⁸ Eine entsprechend anteilige Inanspruchnahme der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 wird dem Anlagenbetreiber im Rahmen der Flexibilitätsprämie hingegen verwehrt.¹⁶⁴⁹

Folglich ist die Formulierung des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 („nach § 33b Nummer 1 oder 3 direkt vermarktet“¹⁶⁵⁰) der Möglichkeit der anteiligen „binnensystemare[n]“¹⁶⁵¹ Direktvermarktung geschuldet. Auf Grund der – auf den ersten Blick – inhaltlichen Missverständlichkeit ist die Regelung insgesamt unglücklich formuliert.¹⁶⁵² Für den vorliegenden Teil soll jedoch allein von Relevanz sein, dass nach wie vor ein Bindungsverhältnis zwischen der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie und der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 besteht.

c.) Grundsätzliche Mehrkostenentstehung bei Gesamtbetrachtung mit der Marktprämie

Da die Flexibilitätsprämie also nur im Umfeld einer – wenn auch nicht absoluten – marktprämiierten Direktvermarktung gewährt wird, bedeutet dies übertragen auf die Ebene der Kostenentstehung, dass es insgesamt stets zu einer Mehrkostenentstehung kommt. Auf Grund dieser beschriebenen (nicht-akzessorischen¹⁶⁵³) Koppelung werden die durch die Marktprämie auflaufenden Kosten um die im Rahmen der Flexibilitäts-

1648 So *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5.; so zudem letztlich *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 13; vgl. *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 126.

1649 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5; so zur generellen Direktvermarktung in der Form des § 33b Nr. 2 EEG 2012 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 127; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 14.

1650 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

1651 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5.

1652 Damit stehen auch noch weitere Auswirkungen in Zusammenhang, auf die jedoch an späterer Stelle eingegangen wird, siehe Abschnitt D.V.1.c.), S. 387 ff.

1653 BR-Drs. 341/11, S. 159; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5.

prämie ausgeschütteten Kosten (auszuschüttende Fördermittel für die „zusätzlich bereitgestellte Leistung“¹⁶⁵⁴)¹⁶⁵⁵ entsprechend erhöht. Es erfolgt demgemäß eine Erhöhung der bisherigen Kosten (durch die Marktpremie) um den Faktor der Flexibilitätsprämie, also als Formel ausgedrückt:

$$\text{Kosten}_{\text{Gesamtfördermittel}} = \text{FP}_{\text{Gesamt}} + \text{MP}_{\text{Gesamt}}$$

d.) Deckelung und Kostenbegrenzung im Rahmen der Flexibilitätsprämie

Untersucht man anschließend die Flexibilitätsprämie isoliert, lässt sich in gewissem Maße eine Begrenzung der weiteren Zusatzkosten durch die vorgesehene Deckelung verzeichnen.¹⁶⁵⁶ Insofern erfolgt eine Limitierung des Faktors „ P_{Zusatz} “ auf den 0,5-fachen Wert der installierten Leistung,¹⁶⁵⁷ sodass keine uferlose Zusatzkostenentstehung zumindest je einzelner Anlage zu befürchten ist. Es erfolgt demzufolge nicht nur eine Deckelung der Zusatzkapazität, sondern auch eine zumindest gewisse Deckelung der Kosten.¹⁶⁵⁸ Eine vollständige Deckelung nach Zubaurate an Anlagen respektive erreichter installierter Leistung oder Ähnliches ist jedoch nicht vorgesehen. Demzufolge wird die vorgenommene Begrenzung nur einen geringen Effekt auf den gesamten Kostenfaktor ausüben können.

e.) Konkrete (Mehr-)Kostenentstehung durch die Flexibilitätsprämie

Da sich darüber hinaus den vorliegenden Zahlen der Übertragungsnetzbetreiber keine expliziten Zahlen zur tatsächlichen Kostenentstehung durch die Flexibilitätsprämie entnehmen lassen, sondern lediglich eine gesetzeskonforme Gesamtdarstellung der Prämienausschüttungen erfolgt,¹⁶⁵⁹ ist eine numerische Analyse der tatsächlich angefallenen Kosten demnach

1654 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 16].

1655 Vgl. Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 16].

1656 Vgl. Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

1657 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

1658 Vgl. Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

1659 Vgl. 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV, Folie 1.

nicht repräsentativ. Es kann insoweit lediglich auf getroffene Prognosen zurückgegriffen werden. Diese gehen insofern von sehr geringen Kosten an der EEG-Umlage in Höhe von 0,001 Cent pro Kilowattstunde aus.¹⁶⁶⁰ Es bestätigt sich damit das relativ geringe Gesamtgewicht der Flexibilitätprämie, was sich bereits im Rahmen der Nutzung¹⁶⁶¹ abgezeichnet hat.

f.) Zwischenergebnis

Festzuhalten bleibt damit im Kern dennoch, dass auf Grund der grundsätzlich vorgesehenen Verknüpfung¹⁶⁶² der Förderinstrumente Markt- und Flexibilitätprämie eine Konzentration der Mehrkostenentstehung im Rahmen der Direktvermarktung (nach § 33b Nr. 1 EEG 2012) zu verzeichnen ist. Auch wenn der Zusatzkostenbeitrag durch die Flexibilitätprämie (isoliert betrachtet) vernachlässigenswert klein erscheint, handelt es sich um weitere Zusatzkosten. Dieser derzeit moderate Betrag sollte im Rahmen der zukünftigen Entwicklung nicht unterschätzt werden.

7. Parameterergebnis

In Gesamtschau der bisherigen Ergebnisse ist der Marktprämie ein Verstoß gegen das Gebot der Mehrkostenvermeidung¹⁶⁶³ zu attestieren. Sie führt zu deutlich kostensteigernden Effekten, die auch in Zukunft – wenn auch in relativ geringerem Umfang –¹⁶⁶⁴ zu weiteren enormen Mehrkosten führen werden. Dies gilt erst recht, soweit es im Zuge des zukünftigen Ausbaus der erneuerbaren Energien zu weiteren absoluten

1660 Horst / Hauser (IZES), Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 23.

1661 Siehe nochmals Abschnitt D.I.2.b.) S. 269.

1662 Siehe insoweit nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.b.), S. 312 ff.

1663 Utermöhlen, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208.

1664 Vgl. BT-Drs. 10571, S. 2 ff.; Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a., Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 2 ff. [insb. S. 9 Tabelle 5]; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 594].

wie auch relativen Nutzungszuwächsen in der marktpremiierten Direktvermarktung kommen wird. Demgegenüber ist der Flexibilitätsprämie – isoliert gesehen – eine äußerst moderate Kostenentstehung zu bescheinigen, wobei auch sie die Gesamtkostenentstehung in Zusammenwirken mit der Marktpremie insgesamt gleichwohl weiter ‚verschärft‘.

Insgesamt kann das durch die Marktpremie gezeichnete negative Bild im Rahmen der Kostenentstehung nicht hingenommen werden. Allein soweit sich im Rahmen der nachfolgenden Parameter äußerst positive (besondere marktintegrative) Effekte durch die beiden eingesetzten Instrumente (in Gesamtwirkung) für die Gegenwart, zumindest aber für die Zukunft verzeichnen lassen, können die gegenüber der Mindestvergütung ausgelösten Zusatzkosten ausnahmsweise eine Rechtfertigung erfahren.¹⁶⁶⁵ Unter diesem Aspekt wären auch die erhöhten Einführungskosten¹⁶⁶⁶ nicht als ‚verwerflich‘ anzusehen. Im Rahmen jeglicher Neueinführung eines Markt- oder Fördersystems werden zu Beginn grundsätzlich immer erhöhte Ausgaben zu verzeichnen sein (Einführungskosten). Dies gilt erst recht, soweit – wie in der vorliegenden Situation – die Akteure von einem bisher wirtschaftlich attraktiven und sicheren ‚Subventionssystem‘¹⁶⁶⁷ (Mindestvergütung) auf ein anderes, neues System umgewöhnt respektive in dieses überführt werden sollen. Das Vorgenannte soll dabei jedoch nicht im unmittelbar Nachfolgenden, sondern – wenn überhaupt – erst in der abschließenden Bewertung der Gesamteffizienz des Fördersystems entsprechend berücksichtigt werden.

1665 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594] und *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 14], welche eine Rechtfertigung der entstehenden Mehrkosten durch marktintegrative Effekte erwägen; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 6.

1666 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 3.

1667 Es handelt sich jedoch nicht um eine Subvention im verwaltungsrechtlich, öffentlich-rechtlichen Sinne, siehe Fußnote Nr. 833 auf S. 156 sowie gerade *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21.

III. (Selbst-)Lernfähigkeit des Fördersystems

Des Weiteren ist die (Selbst-)Lernfähigkeit des Fördersystems der Direktvermarktung zu bewerten.¹⁶⁶⁸ Zur Evaluation der (Selbst-)Lernfähigkeit des marktintegrativen Systems der Direktvermarktung ist im Nachfolgenden auf die zur Messbarkeit entwickelten vier Teilkriterien abzustellen, namentlich: Die grundsätzliche Anpassungsfähigkeit des Fördersystems (1), die Unmittelbarkeit der vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten (2), die Anordnung von Evaluationen durch das Fördersystem (3) und die Evaluationsfähigkeit des Fördersystems (4).

1. Anpassungsfähigkeit des marktprämiierten Direktvermarktungssystems

Um die grundsätzliche Anpassungsfähigkeit des Direktvermarktungssystems und seiner Instrumente zu evaluieren, sind zunächst die (gegebenenfalls) zur Verfügung stehenden und etablierten Anpassungsmöglichkeiten zu identifizieren und sodann am Kriterium der Unmittelbarkeit zu messen. Zur weitergehenden Bewertung der eingesetzten Anpassungsmöglichkeiten können vergleichend diejenigen Justagemöglichkeiten mit einbezogen werden, welche vom Gesetzgeber alternativ hätten eingesetzt werden können und die im Bezug auf das Kriterium Anpassungsfähigkeit und / oder Unmittelbarkeit besser geeignet erscheinen (‚bestmögliche Anpassungsmöglichkeiten‘).

Im Rahmen der marktprämiierten Direktvermarktung sind dabei vor allem die Möglichkeiten zur Modifikation der Fördermittelhöhe (Höhe der auszuschüttenden Marktprämie) von Bedeutung. Diese stellt / stellen allgemein einen Hauptansatzpunkt zur Adaption der Förderung an die vorherrschende Fördersituation dar. Darüber hinaus ist in die Untersuchung mit einzustellen, ob und inwieweit die Bedingungen der Ausschüttung (Tatbestandsvoraussetzungen) der Marktprämie gegebenen-

¹⁶⁶⁸ Mit der Prüfung der Anpassungsfähigkeit an dieser Stelle erfolgt zwar eine Abweichung von der Reihenfolge der Parameterherleitung. Dies ist jedoch ohne tiefergehende Konsequenz, da die herausgearbeiteten Kriterien in ihrer Reihenfolge grundsätzlich nicht feststehend und somit weitestgehend vertauschbar sind. Gleichzeitig spricht auch die große Sachnähe zur im Vorhinein dargelegten Bemessung der auszuschüttenden Förderung für das Vorziehen dieses Parameters.

falls notwendigen Anpassungen unterworfen werden können. Hieraus können sich weitere Anpassungsmöglichkeiten ergeben.

a.) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Berechnung der Prämienhöhe

Ausgangspunkt der Untersuchung ist damit die Fragestellung, in welchem Rahmen die Bemessung der auszuschüttenden Marktprämie modifiziert werden kann sowie an welcher Stelle sich Ansatzpunkte für entsprechende Anpassungen bieten.

aa.) Anpassungsmöglichkeit bezüglich der Berechnungsformel

Zuerst ist zu prüfen, ob der Gesetzgeber bezüglich der zugrunde liegenden allgemeinen Methode zur Berechnung der Marktprämie gemäß § 33g Abs. 2 i.V.m. Anlage 4 EEG 2012¹⁶⁶⁹ eine entsprechende Anpassungs- respektive Änderungsmöglichkeit vorgesehen hat. Diesbezüglich verweist das Gesetz zur Berechnung der Höhe der jeweils auszuschüttenden Marktprämie allein auf die in Anlage 4 festgelegten Formeln und Methoden, vgl. § 33g Abs. 2 EEG 2012.¹⁶⁷⁰ Hier wird jedoch lediglich in Nr. 1.2. (Anlage 4 EEG 2012) die primäre Berechnungsformel festgelegt.¹⁶⁷¹ Eine entsprechende Veränderungs- oder Anpassungsmöglichkeit ist bezogen auf diese primäre Berechnungsformel nicht ausdrücklich vorgesehen. Für das Bestehen einer Veränderungsmöglichkeit der Berechnung wäre in Anlage 4 oder § 33g Abs. 2 etwa die

1669 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 12 ff.; *Wustlich*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 1 ff.

1670 Vgl. bereits *Wustlich*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 1; vgl. allgemein zur Berechnungsgrundlage der Marktprämie BR-Drs. 341/11, S. 158 und S. 191; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 12; *Salje*; EEG 2012, § 33g Rn. 5 ff. sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 24.

1671 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Wustlich*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 8.

Formulierung „vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von [§ 64f Nr. X]“¹⁶⁷² erforderlich gewesen.¹⁶⁷³ Die Formel zur Berechnung der Marktprämie ist damit feststehend und unveränderlich. Der Gesetzgeber hat von einer generellen Anpassungsmöglichkeit der Berechnungsformel sonach keinen Gebrauch gemacht.

bb.) Anpassungsmöglichkeit bezüglich der Einzelpositionen im Rahmen der Marktprämienberechnung

Daher ist nun zu untersuchen, ob die im Rahmen der Berechnungsformel vorkommenden einzelnen Positionen einer Modifikation unterworfen werden können, um somit im Ergebnis die insgesamt auszuschüttende Prämie (MP^c) entsprechend beeinflussen zu können. Die einzigen Konstanten im Rahmen der Berechnung der Marktprämie sind insoweit einerseits die „Eventualvergütung“¹⁶⁷⁴ (EV^c) sowie die Managementprämie (P_M^c), die übrigen Positionen sind dabei jeweils voneinander zu errechnen (RW^c) oder hängen jeweils von externen Faktoren ab (MW^c).¹⁶⁷⁵ Sie sind insofern variabel.

(1) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Konstanten EV^c

Die erste der Konstante im Rahmen der Berechnung EV^c hängt dabei – wie bereits erläutert – allein von der real erlangbaren Einspeisevergütung ab.¹⁶⁷⁶ Die Koppelung dieser Konstanten an die vorgenannte Mindestvergütung hat zur Folge, dass jede erforderliche Anpassung im Bereich der Marktprämie zugleich eine entsprechende Veränderung im Bereich der Mindestvergütung voraussetzt. Dies kann und wird jedoch nicht immer

1672 Anlage 4 Nr. 2.1.2, Nr. 2.3, Nr. 2.3.4 und Nr. 2.4.3 EEG 2012.

1673 Vgl. insoweit Anlage 4 Nr. 2.1.2, Nr. 2.3, Nr. 2.3.4 und Nr. 2.4.3 EEG 2012.

1674 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.

1675 Vgl. insoweit Anlage 4 EEG 2012; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15 f.; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 14 [S. 16 f.]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390 f.]; siehe hierzu nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

1676 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt D.II.3.a.), S. 291 f.

gewünscht sein. Es könnte insofern in einem der beiden Förderinstrumente zu Fehlsteuerungen und Fehldifferenzierungen kommen.

Zum Vorgenannten kommt erschwerend hinzu, dass eine Veränderung der in den §§ 23 ff. EEG 2012 vorgesehenen jeweiligen Vergütungssätze zugleich dem Kriterium der Unmittelbarkeit genügen müsste. Sie müsste also möglichst zeitnah realisierbar sein. Dies wäre grundsätzlich über eine entsprechende Verordnungsermächtigung möglich, insbesondere soweit diese keiner Zustimmung des Bundesrates bedürfte. Vorliegend ist in § 64f Nr. 2 EEG 2012 zwar eine derartige Verordnungsermächtigung für „eine Erhöhung oder Verringerung der Vergütung nach § 16 für Strom, der zu bestimmten festzulegenden Zeiten eingespeist wird“¹⁶⁷⁷ vorgesehen, die aber keinen „Strom aus Wasserkraft, Windenergie und solarer Strahlungsenergie“¹⁶⁷⁸ erfasst.¹⁶⁷⁹ Diese Ermächtigung beinhaltet folglich keine Veränderung aller Vergütungssätze und deren Staffelung. Folglich verbliebe nur der Gang über das reguläre Gesetzgebungsverfahren. Dieses weist jedoch – insbesondere auch auf Grund der innewohnenden politischen Brisanz und den von der Verfassung vorgesehenen Möglichkeiten zur Beeinflussung des Gesetzgebungsprozesses – stets (die Möglichkeit von) entsprechende(n) Verzögerungen auf. Es wird dem Unmittelbarkeitskriterium sonach nicht genügt. Insoweit sind die Gesichtspunkte des verfassungsrechtlichen Vertrauensschutzes bezogen auf die Vergütungssätze für Bestandsanlagen noch nicht einmal berücksichtigt worden.¹⁶⁸⁰

Das Vorgenannte schließt auch eine denkbare Alternativlösung im Kontext des Faktors „EV“ aus, beispielsweise über die Einführung einer weiteren Korrekturkomponente ähnlich der im Bereich der technologie-

1677 § 64f Nr. 2 EEG 2012.

1678 § 64f Nr. 2 EEG 2012.

1679 Vgl. § 64f Nr. 2 EEG 2012; siehe dazu BR-Drs. 341/11, S. 182 sowie *Schomerus*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 64f Rn. 9; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 64 f Rn. 6.

1680 Zum Vertrauensschutzgrundsatz im Rahmen der EEG-Vergütung bezogen auf die jeweilige (rückwirkende Verkürzung der) Vergütungsdauer sei ausführlich verwiesen auf *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 48 ff.

spezifischen¹⁶⁸¹ Anpassung zur Bestimmung des Wertes „MW“¹⁶⁸².¹⁶⁸³ Insgesamt bietet die Position „EV“ damit keine Anpassungsmöglichkeit.

(2) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Konstanten „P_M“

Als einzige Möglichkeit einer „unmittelbaren“ Anpassung (der Höhe) der auszuschüttenden Marktprämie verbleibt damit die Konstante „P_M“. Es ist insofern zu analysieren, ob diese eine taugliche Anpassungsmöglichkeit darstellt und zudem dem Kriterium der „Unmittelbarkeit“ genügt.

(a) Einflussmöglichkeiten der Managementprämie auf die Höhe der Marktprämie

Über die Höhe der Managementprämie kann grundsätzlich in weitem Rahmen Einfluss auf die auszahlende Marktprämie genommen werden, insbesondere da die Managementprämie letztlich einen Zusatzbetrag¹⁶⁸⁴ gegenüber der Mindestvergütung darstellt. Je nach Höhe der Managementprämie fällt dieser additionaler¹⁶⁸⁵ Betrag damit höher oder niedriger aus. Insofern scheint es zunächst begrüßenswert, dass der Gesetzgeber die Höhe der Managementprämie (in Anlage 4 Nr. 2.1.2, Nr. 2.2.3, Nr. 2.3.4 und Nr. 2.4.3) unter den Vorbehalt einer Rechtsverordnung gestellt¹⁶⁸⁶ hat

1681 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 13; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

1682 Vgl. dazu *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

1683 Eine derartige Korrekturkomponente hätte nach der Methode $EV_{\text{korrigiert}} = EV \times K$ oder $EV_{\text{korrigiert}} = EV - K$ eingesetzt werden können, wobei „K“ für den jeweiligen Korrekturwert steht, der sich nach Anlagengröße und -typ oder sonstigen anpassungsrelevanten Faktoren bestimmen ließe. Insbesondere auf Grund der durch das Untersuchungskriterium gesetzten Grenzen scheidet eine derartige Anpassung aber aus.

1684 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.4.c.)aa.), S. 109 f.

1685 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]. siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.4.c.)aa.), S. 109 f.

1686 BT-Drs. 17/10571, S. 12; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 41 und Rn. 43; siehe *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmo-

und zugleich in § 64f Nr. 3 EEG 2012 die zugehörige Verordnungsermächtigung¹⁶⁸⁷ vorsieht. Nach dieser können unter anderem „verschiedene Werte für verschiedene Energieträger oder für Vermarktungen auf verschiedenen Märkten oder auch negative Werte festgesetzt werden“^{1688, 1689} Es soll somit sogar eine negative Managementprämie festgelegt werden können.¹⁶⁹⁰ Dies wäre grundsätzlich positiv, da im Falle einer bestehenden Notwendigkeit das gesamte Förderniveau abgesenkt und sogar noch deutlich unterhalb der Mindestvergütung positioniert werden könnte. Hierbei sollte jedoch bedacht werden, dass jegliches Herabsetzen der Marktpremie unter das Preisniveau der regulären Mindestvergütung wiederum die Anreizsetzung der Marktpremie neutralisiert und zu einem Wiederaufleben der Mindestvergütung führen kann. Dem könnte nur durch eine zwangsweise, verpflichtende Ausgestaltung der Marktpremie und / oder Abschaffung beziehungsweise Reduktion der Mindestvergütung (nach bestimmten Kriterien) entgegengetreten werden.¹⁶⁹¹

dells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12, wobei jedoch jeweils nur auf die fluktuierenden Energieträger der Wind- und solaren Strahlungsenergie abgestellt wird; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 20.

1687 *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 41; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 30; vgl. dazu gerade *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 14.

1688 § 64f Nr. 3 Hs. 2 EEG 2012.

1689 So *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, 33g Rn. 21; siehe *Sommerfeldt*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 64f Rn. 7.

1690 So bereits *Sommerfeldt*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 64f Rn. 7.

1691 Siehe zum Problem der nicht-pflichtweisen Direktvermarktung auch Abschnitt F.I.3.d.), S. 576 ff.; vgl. zudem *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 54 f., wonach für die kommende EEG-Novelle die Einführung der (letztlich ausnahmslos) pflichtweisen Direktvermarktung geplant ist; zu deren letztllicher Umsetzung i.R.d. EEG 2014 siehe Abschnitt G.I.1., S. 621 ff., insb. Abschnitt G.I.1.c.), S. 627 ff.

(b) ‚Unmittelbarkeit‘ der Anpassungsmöglichkeiten über die Managementprämie

Bevor auf den genauen Umfang und die rechtlichen Grenzen der Anpassungsmöglichkeiten über den Faktor ‚ P_M ‘ eingegangen wird, ist vorab zu untersuchen, ob diese überhaupt dem Kriterium der Unmittelbarkeit genügt. Die mit dem Faktor ‚ P_M ‘ vorgesehene Anpassungsmöglichkeit müsste also unmittelbar realisierbar sein. Dies ist dann der Fall, soweit es innerhalb kürzester Zeit möglich ist, auf den aufgedeckten, bestehenden Anpassungsbedarf im Kontext des Fördersystems zu reagieren.

Im Vorangegangenen wurde diesbezüglich bereits dargelegt, dass sowohl die Höhe der Managementprämie gesetzgeberisch unter dem Vorbehalt einer Rechtsverordnung gestellt¹⁶⁹² wurde. Dazugehörig ist in § 64f Nr. 3 EEG 2012 die beschriebene Verordnungsermächtigung¹⁶⁹³ implementiert worden. Der vorgesehene Regelungsvorbehalt eröffnet demzufolge in Kombination mit der Ermächtigung zum Erlass einer derartigen Rechtsverordnung die Möglichkeit, auf die Veränderungen der Förderumgebung und etwaige Förderfortschritte grundsätzlich kurzzeitig zu reagieren respektive das bestehende System – wie bereits mit der MaPrV sogar schon geschehen – auch nachzubessern.¹⁶⁹⁴ Hierbei ist vor

1692 BT-Drs. 10/571, S. 12; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 41 und Rn. 43; siehe zudem *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12, wobei jedoch jeweils nur auf die fluktuierenden Energieträger der Wind- und solaren Strahlungsenergie abgestellt wird; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

1693 *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 41; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 30; vgl. dazu gerade *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 14.

1694 Vgl. BT-Drs. 17/6247, S. 34; *Danner / Theobald*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012, § 64f (Ziffer 5 (EL 73 Januar 2012)); *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 14; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 44; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 30.

allem herauszuheben, dass der Erlass einer derartigen Rechtsverordnung nach § 64f EEG 2012 keine Zustimmung des Bundesrates vorsieht, vielmehr ist „die Bundesregierung [hiernach] ermächtigt, [das Vorgenannte] ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln“¹⁶⁹⁵.¹⁶⁹⁶ Auf Grund dieser ‚direkten‘ Handlungsmöglichkeit sind (weitestgehend) jegliche Verzögerungen ausgeschlossen, die im Rahmen eines ordentlichen Gesetzgebungsverfahrens auftreten könnten. Es kann somit grundsätzlich ‚unmittelbar‘ auf den bestehenden Änderungsbedarf reagiert werden. Allein das Handeln der jeweiligen Bundesregierung ist damit entscheidend, das Gesetz selbst setzt (im Bereich der Unmittelbarkeit) jedoch keine Grenzen.

In diesem Kontext sei noch vergleichend darauf verwiesen, dass auch alternative Anpassungsmöglichkeiten, über andere (spezielle Stellen) nicht automatisch eine noch bessere Anpassungsmöglichkeit böten. So kämen zwar insofern zwar auch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrollen (BAFA)¹⁶⁹⁷, die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur, BNetzA)¹⁶⁹⁸, das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und

1695 § 64f EEG 2012.

1696 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 14; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 30; *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 64f Rn. 14.

1697 Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) ist im Rahmen der §§ 40 ff. EEG 2012 für die Begrenzung der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen sowie Schienenbahnen (Besonderer Belastungsausgleich) zuständig, vgl. § 40 EEG 2012. Auch spielt es sonst im Rahmen des Energiesektors eine bedeutende Rolle, unter anderem werden auch die Förderprogramme für erneuerbare Energien des BMU durch das BAFA ausgeführt, daneben wird das BAFA auch außerhalb des Stromsektors tätig, beispielsweise im Bereich der fossilen Brennstoffe, Förderung von Energieeffizienzprojekten, vgl. hierzu *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)*, Energie, abrufbar unter: <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/index.html> (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012), dort auch mit weiteren Informationen.

1698 Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Bundesnetzagentur, BNetzA, auch BNA) ist ebenfalls im Bereich des EEG tätig, unter anderem hat es den Ausgleichsmechanismus evaluiert, zudem veröffentlicht die BNetzA Datenmeldungen sowie Vergütungssätze im Photovoltaiksektor sowie allgemeine Statistik zum EEG. Außerdem ist die BNetzA in weiteren Bereich des Energiesektors (Elektrizität / Gas) tätig,

Reaktorsicherheit (BMU)¹⁶⁹⁹ (inzwischen: BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit)¹⁷⁰⁰, das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)¹⁷⁰¹ (inzwischen: BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie)¹⁷⁰² auf Grund ihres Bezugs zum Energiesektor maßgeblich in Betracht. An der jeweiligen ‚Unmittelbarkeit‘ der Einflussnahmemöglichkeit ändert sich dadurch nichts. Es bestünde gegebenenfalls nur eine größere Sachnähe im Kontext der Zuständigkeit.

Insgesamt genügt die Anpassungsmöglichkeit bezogen auf den Faktor ‚ P_M ‘ damit dem Kriterium der Unmittelbarkeit.

vgl. dazu insgesamt *Bundesnetzagentur (BNetzA)*, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/ErneuerbareEnergienGesetz_node.html (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012).

- 1699 Das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ist neben dem BMWi (bisher) primär für die Energiewende zuständig (gewesen) und verantwortlich wie auch für den Bereich der erneuerbaren Energien (gewesen), vgl. *BMU*, Klima – Energie, abrufbar unter: http://www.bmu.de/klima_energie/doc/41060.php (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012), dort auch mit Verweis auf die Themenseite des BMU, vgl. *BMU*, Erneuerbare Energien (www.erneuerbare-energien.de) (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012).
- 1700 Vgl. *Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit*, Home, abrufbar unter <http://www.bmub.bund.de/> (zuletzt abgerufen am: 6.2.2014); zur Historie des BMUB siehe *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: http://de.wikipedia.org/wiki/Bundesministerium_für_Umwelt,_Naturschutz,_Bau_und_Reaktorsicherheit (zuletzt abgerufen am: 6.2.2014).
- 1701 Das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) ist ebenfalls für den Sektor der Energie zuständig (gewesen), darunter fielen nicht nur die Energiewende (in Kooperation mit dem BMU), sondern auch die allgemeine Energiepolitik, die Stromversorgung, Stromnetze, Stromerzeugung (Kraftwerke), Forschung sowie Energieeffizienz und -einsparung, vgl. hierzu *Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)*, Energie, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie.html> (zuletzt abgerufen am: 31.12.2012).
- 1702 Vgl. *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie*, Die Geschichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Seit 2013: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, abrufbar unter: <http://bmwi.de/DE/Ministerium/geschiede,did=161618.html> (zuletzt abgerufen am: 6.2.2014), insofern hat das BMWi nunmehr „die gesamte politische Verantwortung für den Bereich Energiepolitik [inne]“ (ebenda).

(c) Grenzen der Anpassung der Managementprämie auf Grund ihres Telos?

Anknüpfend an das Vorgenannte sind nun die rechtlichen wie auch tatsächlichen Grenzen der vorgesehenen Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen des Faktors ‚ P_M ‘ zu untersuchen. Entscheidend ist dabei zunächst, ob die in § 64f Nr. 3 Hs. 2 EEG 2012 vorgesehene Möglichkeit der negativen Festsetzung der Managementprämie überhaupt mit ihrem Telos vereinbar, und damit überhaupt realisierbar ist. Die Managementprämie soll den Anlagenbetreibern nämlich grundsätzlich nur die zusätzlichen Kosten der Direktvermarktung erstatten, hingegen nicht zu zusätzlichen ‚Abzügen‘ führen, vgl. Anlage 4 Nr. 1.1 [‚ P_M ‘].¹⁷⁰³ Insofern kann gerade eingewendet werden, dass der Sinn und Zweck der Managementprämie im Falle einer derartigen Negativfestsetzung genau in sein Gegenteil verkehrt würde.

Wäre dies wirklich vollumfänglich gewollt gewesen, hätte der Gesetzgeber dies im Rahmen der Anlage 4, insbesondere in der dortigen Nr. 1.1, und der Berechnungsmethode eigentlich stärker verdeutlichen müssen. Dort wird folglich mit keinem Wort erwähnt, dass die Managementprämie mehr als nur die „Handlingkosten“¹⁷⁰⁴ substituieren soll und insoweit eine Korrekturwirkung als Sekundärfunktion hat. Die systematische Ausgestaltung der Marktprämie und ihre Berechnungsweise legen damit insgesamt nahe, dass eine negative Festsetzung der Marktprämie – entgegen dem Wortlaut von § 64f Nr. 3 Hs. 2 EEG 2012 – (wenn überhaupt) nur eine Ausnahmesituation darstellen darf.¹⁷⁰⁵ Es müssen demnach zwingende Gründe vorliegen, die eine derartige Negativfestsetzung als Ultima Ratio ‚alternativlos‘ erscheinen lassen. Auf Grund der bestehenden Bedenken mit dem Rückwechsel in die Mindestvergütung wird dies grundsätzlich nur bei den zwangsweise direktvermarktenden

1703 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 36.

1704 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

1705 Dies gilt insbesondere auch unter verfassungsrechtlichen Aspekten, vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 13 sowie Abschnitt D.III.1.a.)bb.)(2) (d), S. 328 ff. insb. S. 352 f.

Akteuren (große Biogasneuanlagen)¹⁷⁰⁶ in Betracht kommen; bei den übrigen Anlagen scheint zunächst eine pflichtweise Einführung der Direktvermarktung erforderlich.

(d) Verfassungsrechtliche Grenzen der Veränderung der Managementprämienhöhe¹⁷⁰⁷

Des Weiteren könnte die Möglichkeit der Vornahme entsprechender Anpassungen auch verfassungsrechtlich beschränkt sein. Es ist also zu prüfen, ob und in welchem Rahmen Anpassungen der Marktpremie über die Veränderung des Wertes ‚ P_M ‘ möglich sind.

(aa) Grundsatz des Vertrauensschutzes – das Verbot echter Rückwirkung

Eine erste Begrenzung der (nachträglichen) Anpassung der Managementprämie könnte sich aus dem verfassungsrechtlich zugesicherten Vertrauensschutz und dem damit zusammenhängenden Rückwirkungsverbot ergeben.¹⁷⁰⁸ Nach dem Grundsatz des Vertrauensschutzes sind rückwirkende Regelungen allein innerhalb gewisser Grenzen, also „unter bestimmten Voraussetzungen“¹⁷⁰⁹ erlaubt.¹⁷¹⁰ Grundsätzlich unzulässig ist

1706 Zur Freiwilligkeit respektive dem Zwang zur Direktvermarktung siehe nochmals Abschnitt D.I.1.a.) bis c.), S. 250 ff.

1707 Die Prüfung orientiert sich an den Ausführungen von *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 9 ff. sowie *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16 ff. und *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 43 ff.

1708 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 9 ff., insb. S. 11; BT-Drs. 17/10571, S. 12; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 44 und Rn. 48; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16 ff.; *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 186.

1709 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 48.

1710 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 48.

dabei die sog. echte Rückwirkung.¹⁷¹¹ Bei einer solchen wird (durch eine Regelung) belastend in Tatbestände eingegriffen, die bereits abgeschlossen sind und sonach in der Vergangenheit liegen.¹⁷¹² Es werden also im Rahmen „bereits abgewickelte[r] Tatbestände [...] Rechtsfolgen für die Vergangenheit nachträglich [ge]ändert“¹⁷¹³.¹⁷¹⁴ Dies wird in der Terminologie des Bundesverfassungsgerichts (deshalb) auch als „Rückbe-
wirkung von Rechtsfolgen“¹⁷¹⁵ bezeichnet.¹⁷¹⁶

Entscheidend ist in diesem Zusammenhang also, ob die Nutzung der bisher dargelegten Möglichkeit zur Anpassung der Managementprämie eine derartige echte Rückwirkung (grundsätzlich unzulässigerweise)¹⁷¹⁷ herbeiführt. Nach § 64f Nr.3 Hs.1 EEG 2012 ist vorliegend ausschließlich eine Änderung der Managementprämie „für Strom

1711 *BVerfG NVwZ* 2009, S. 1025 [S. 1029 Rn. 66]; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; *Grzeszick*, in: Maunz / Dürig, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76 und Rn. 80, dort m.w.N.; *Lehnert*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 49; *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 190; siehe zudem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16 f.

1712 *Grzeszick*, in: Maunz / Dürig, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76 und Rn. 80, dort m.w.N.; *Lehnert*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 49; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 190; siehe zudem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16 f.

1713 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1714 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; siehe zudem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16.

1715 *BVerfGE* S. 240 [S. 242].

1716 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16.

1717 *Grzeszick*, in: Maunz / Dürig, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76 und Rn. 80, dort m.w.N.; *Lehnert*, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 49; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

[vorgesehen], der nach dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung direkt vermarktet wird, auch aus Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung erstmals die Marktprämie in Anspruch genommen haben“¹⁷¹⁸.

Man könnte im Kontext der Anpassung der Managementprämie und dem damit einhergehenden gesamten Herabsetzen der Marktprämie argumentieren, dass hiermit gerade auf Investitionen eingewirkt wird, die bereits in der Vergangenheit getätigt wurden.¹⁷¹⁹ So wurde zur Inanspruchnahme der marktprämiierten Direktvermarktung (zwecks Abwicklung der Direktvermarktung)¹⁷²⁰ nicht nur mit Stromhändlern kontrahiert, woraus sich meist eine längerfristige Bindungswirkung ergibt.¹⁷²¹ Vielmehr wurden teilweise sogar gesondert „Investitionen [...] in die Börsenzulassung, in Messeinrichtungen, oder in Prognosedienstleistungen [getätigt]“¹⁷²².¹⁷²³ Es könnte im vorliegenden Fall sonach von einem Eingriff in einem abgeschlossenen Tatbestand ausgegangen werden.¹⁷²⁴

In diesem Kontext darf aber nicht übersehen werden, dass sich die Sätze der Managementprämie – und damit der Marktprämie – letztlich auf den direktvermarkteten Strom beziehen, wobei die Marktprämie maximal

1718 § 64f Nr. 3 EEG 2012.

1719 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 18; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 50, wobei sich die beiden vorgenannten Quellen jeweils mit der Verkürzung der Mindestvergütung beschäftigen; siehe vor allem *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1720 Siehe zum Modell des Zwischenhandels und dessen Konzeption Abschnitt E.II. 1.b.)bb.) bis dd.), S. 423 ff.

1721 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1722 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1723 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1724 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 18; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 50.

über einen zwanzigjährigen Zeitraum zuzüglich des Inbetriebnahmejahres gewährt wird, vgl. §§ 33g Abs. 2 i.V.m. 33h i.V.m. § 21 Abs. 2 EEG 2012.¹⁷²⁵ Über die eigentliche Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 hinaus, sind für die Gewährung der Marktprämie ebenfalls eine entsprechende Einspeisung und Abnahme durch den Dritten erforderlich, vgl. § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012.¹⁷²⁶ Insofern wird die Förderung grundsätzlich nur für geleistete und „gelieferte Arbeit“¹⁷²⁷ gewährt.¹⁷²⁸ Dies könnte dazu führen, dass man den entsprechenden Vorgang der Gewährung der Marktprämie (insgesamt) als noch nicht abgeschlossen ansieht.¹⁷²⁹ Hierbei bedarf es jedoch einer weiteren Präzisierung. So wird Marktprämie gerade kalendermonatlich rückwirkend berechnet und auch dementsprechend ausgeschüttet.¹⁷³⁰ Ergo sind (lediglich) diejenigen Zeiträume als abgeschlossene Tatbestände anzusehen, die vor der Gegenwart liegen respektive bei denen bereits die rückwirkende Berechnung der Marktprämie (und die entsprechende Ausschüttung der Marktprämie) erfolgt ist.¹⁷³¹ Nur soweit das Letztge-

1725 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 18; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 50.

1726 Siehe zu den einzelnen Voraussetzungen der Inanspruchnahme der Marktprämie ausführlich *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 30 ff. [insb. Rn. 38 ff.]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 7 ff.; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 6 sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 2 sowie § 33b Rn. 2; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389 f.]; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 8 ff.

1727 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; ebenso *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 40.

1728 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 40.

1729 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 18, der die Ausschüttung der Mindestvergütung – vollkommen zu Recht – innerhalb des Vergütungszeitraums als nicht-abgeschlossenen Tatbestand ansieht; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 50 und Rn. 52.

1730 Vgl. § 33g Abs. 2 S. 1 und S. 2 EEG 2012; siehe *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 55; siehe zur Berechnung der Marktprämie nochmals ausführlich Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

1731 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 18, der vollkommen zu Recht lediglich im Fall der Mindestvergütung dann eine echte Rückwirkung erblickt, soweit bei „bereits

nannte der Fall ist, unterfallen diese Tatbestände sodann auch dem grundsätzlichen Verbot echter Rückwirkung. Umgekehrt handelt es sich bei der zukünftig noch stattfindenden (kalendermonatlichen) Berechnung und Ausschüttung der Marktpremie demnach noch nicht um einen abgeschlossenen Tatbestand. Es erfolgte bisher gerade (noch) keine Bemessung (Berechnung) oder gar eine entsprechende Gewährung der Fördermittel.

Die (Nutzung der) von § 64f Nr. 3 EEG 2012 vorgesehene Anpassungsmöglichkeit „für Strom, der nach dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung direkt vermarktet wird“¹⁷³², führt damit selbst bei „Anlagen, die bereits vor dem Inkrafttreten der Rechtsverordnung erstmals die Marktpremie in Anspruch genommen haben“¹⁷³³ nicht zu einem Verstoß gegen das Verbot echter Rückwirkung.¹⁷³⁴ Die implementierte Anpassungsmöglichkeit bezieht sich gerade nur auf zukünftige Zeiträume.¹⁷³⁵ Insofern hat der Gesetzgeber die vorgenannten verfassungsrechtlichen Grenzen entsprechend beachtet.

(bb) Grundsatz des Vertrauensschutzes – die grundsätzliche Zulässigkeit unechter Rückwirkung

Die Nutzung der von § 64f Nr. 3 EEG vorgesehenen Anpassungsmöglichkeit (Herabsetzen der Managementprämiensätze) könnte danach eine

abgeschlossenen Einspeisevorgänge[n] eine nachträglich[e] Belastung ausgesprochen würde[.]“ (ebenda).

1732 § 64f Nr. 3 EEG 2012.

1733 § 64f Nr. 3 EEG 2012.

1734 So allgemein zum Herabsetzen der Managementprämiensätze – jedoch (noch) ohne direkten Bezug auf die Regelung und Anpassungsmöglichkeit des § 64f Nr. 3 EEG 2012 und auf die bisherige Inanspruchnahme der Marktpremie (Managementprämie) – *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11, wonach „die Kürzung der Managementprämie nur für die Zukunft wirken soll, [sodass] [...] eine echt Rückwirkung nicht vor[liegt]“ (ebenda).

1735 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11, wonach „die Kürzung der Managementprämie nur für die Zukunft wirken soll“ (ebenda).

unechte Rückwirkung („tatbestandliche Rückanknüpfung“¹⁷³⁶) darstellen.¹⁷³⁷ Im Unterschied zur echten (belastenden) Rückwirkung ist eine (belastende) unechte Rückwirkung grundsätzlich erlaubt.¹⁷³⁸ Eine derartig unechte Rückwirkung ist dann gegeben, soweit „auf gegenwärtige, noch nicht abgeschlossene Sachverhalte bzw. Rechtsbeziehungen für die Zukunft eingewirkt [wird]“^{1739, 1740} sodass im Nachhinein eine Beeinträchtigung zu verzeichnen ist.¹⁷⁴¹ Mit anderen Worten werden „für Vorgänge, die in der Vergangenheit liegen oder dort begonnen haben, nachteilige Rechtsfolgen für die Zukunft ausgesprochen“^{1742, 1743}

Anknüpfend an die bisherigen Ausführungen müsste auf Grund der monatlichen Bemessung und Ausschüttung insofern von einer unechten Rückwirkung ausgegangen werden, insbesondere soweit sich die jeweiligen Anlagenbetreiber bereits im System der Direktvermarktung befinden (und somit den ursprünglichen Satz der Managementprämie

1736 BVerfGE 72, S. 200 [S. 242]; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16.

1737 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 51.

1738 *Grzeszick*, in: *Maunz / Dürig*, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76 und Rn. 88, dort m.w.N.; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 51 f.; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 190.

1739 *Grzeszick*, in: *Maunz / Dürig*, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76.

1740 *Grzeszick*, in: *Maunz / Dürig*, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 51; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 190.

1741 *Grzeszick*, in: *Maunz / Dürig*, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 51.

1742 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16.

1743 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

erhalten haben).¹⁷⁴⁴ In diesem Kontext ist jedoch anzumerken, dass dieser allgemeine „Gedanke des Vertrauensschutzes“¹⁷⁴⁵ gerade auch in den einzelnen Grundrechten enthalten ist, sodass diese als speziellere Regelungen gegenüber dem allgemeinen Vertrauensschutz zu begreifen sind.¹⁷⁴⁶ Dogmatisch wird die unechte Rückwirkung sodann auch als regulärer Grundrechtseingriff eingeordnet.¹⁷⁴⁷ So werden insbesondere im Rahmen des Art. 14 GG die allgemeinen Regeln der unechten Rückwirkung nach Ansicht des Bundesverfassungsgerichts entsprechend verdrängt, jedoch ohne jegliche Modifikation der „sachlichen Anforderungen“^{1748, 1749} Bevor also auf die Grundsätze unechter Rückwirkung unmittelbar abgestellt werden kann, sollte zunächst eine Prüfung etwaiger Grundrechtseingriffe erfolgen.¹⁷⁵⁰

(cc) Eingriff in das Eigentumsgrundrecht, Art. 14 GG

Insofern könnte die Modifikation der Managementprämie „verfassungsrechtlich geschützte Grundrechtspositionen“¹⁷⁵¹ tangieren, nämlich das Eigentum (Art. 14 GG).¹⁷⁵² Dies ist „jedes vermögenswerte Recht, das dem Berechtigten von der Rechtsordnung zur privaten Nutzung und zur

1744 Vgl. gerade *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11, welche eine unechte Rückwirkung im Rahmen der Herabsetzung der Managementprämie durch die (damals noch in Vorbereitung befindliche) MaPrV annehmen.

1745 *Schulze-Fielitz*, in: Dreier, Grundgesetz, Art. 20 (Rechtsstaat) Rn. 167.

1746 *Schulze-Fielitz*, in: Dreier, Grundgesetz, Art. 20 (Rechtsstaat) Rn. 167, dort m.w.N.

1747 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 17.

1748 *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz. Art. 20 Rn. 75.

1749 *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz. Art. 20 Rn. 75, dort m.w.N.

1750 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 20.

1751 BR-Drs. 17/10571, S. 12.

1752 So zur Anpassung der Managementprämie über die MaPrV *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 9; vgl. BR-Drs. 17/10571, S. 12; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 20 ff.; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 44 f.

eigenen Verfügung zugeordnet ist“¹⁷⁵³, wobei sowohl privat- wie auch öffentlich-rechtliche Rechte erfasst sind.¹⁷⁵⁴ Vom sachlichen Schutzbereich werden jedoch keine Ansprüche auf Subventionen erfasst, da es diesbezüglich an einer Eigenleistung mangelt.¹⁷⁵⁵ Es handelt sich gerade um „keine durch Einsatz von Kapital oder Arbeit erworbene Rechtsposition“¹⁷⁵⁶.¹⁷⁵⁷ Gleichwohl – wie bereits im Vorhinein herausgestellt – handelt es sich bei der gewährten EEG-Vergütung nicht um eine Subvention im vorgenannten Sinne.¹⁷⁵⁸ Dies muss damit erst recht für die Förderung mittels respektive den Anspruch auf die Marktprämie nach § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 gelten, der insofern die Auszahlung der Managementprämie umfasst¹⁷⁵⁹. Hier ist gerade auf Grund der notwendigen Direktvermarktung von einer gegenüber der Mindestvergütung gesteigerten „Eigenleistung“¹⁷⁶⁰ auszugehen.¹⁷⁶¹ Entscheidend ist aber vielmehr die Funktion der Managementprämie, welche die anfallenden „Handlingkosten“¹⁷⁶² der Direktvermarktung kompensieren soll.¹⁷⁶³ Folglich handelt es sich „nicht um die Gewähr staatlicher Leistungen,

1753 *Bryde*, in: Münch / Kunig, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 12.

1754 *Bryde*, in: Münch / Kunig, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 12; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 45.

1755 Siehe *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21; *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 13; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

1756 BVerfGE 97, S. 67 [S. 83].

1757 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10; siehe *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21.

1758 Siehe ausführlich *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21; siehe zudem nochmals Fußnote Nr. 833 auf S. 156.

1759 Siehe insoweit nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff. zur Berechnung der Marktprämie.

1760 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21.

1761 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21.

1762 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

1763 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10; siehe *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325

sondern um die Schaffung eines privatrechtlichen Austauschverhältnisses^{1764, 1765} Man könnte die Managementprämie also als „privatrechtliche[n] Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber gemäß § 33g i.V.m. Anlage 4.1 und Anlage 4.2 [...] vom Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG umfasst [ansehen]“^{1766, 1767}

Gleichwohl könnte der sachliche Schutzbereich des Art. 14 GG ausgeschlossen sein, soweit der Anspruch auf die Managementprämie respektive Marktprämie vielmehr der Berufsfreiheit (Art. 12 GG) zuzuordnen ist.¹⁷⁶⁸ So werden von Art. 14 GG „nur [diejenigen] Rechtspositionen [geschützt], die einem Rechtssubjekt bereits zustehen“¹⁷⁶⁹, es geht also „um den Schutz des „Erworbenen““^{1770, 1771} Dahingegen sei der sachliche Schutzbereich der Berufsfreiheit auf den „Schutz des (künftigen)

[S. 327]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12 f.]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

1764 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

1765 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

1766 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

1767 So *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

1768 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

1769 BVerfGE 95, S. 173 [S. 187 f.].

1770 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

1771 BVerfGE 95, S. 173 [S. 187 f.], dort m.w.N.; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22; *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 22, dort auch m.w.N.; siehe *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

„Erwerbs“¹⁷⁷² ausgerichtet.¹⁷⁷³ Hierbei ist vor allem hervorzuheben, dass von Art. 14 GG weder bloße „Interessen, Chancen [noch] Verdienstmöglichkeiten“¹⁷⁷⁴ geschützt werden.¹⁷⁷⁵ So ist gerade der „Erwerbsschutz“¹⁷⁷⁶ der Berufsfreiheit zuzuordnen.¹⁷⁷⁷

Entscheidend ist also, wie diesbezüglich die Managementprämie – und damit letztlich der Anspruch auf die Marktprämie nach § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 – zu behandeln ist. In diesem Zusammenhang wird bereits im Bereich der Mindestvergütung ausgeführt, dass diese einen insgesamt gesicherten Anspruch darstellt, dessen Realisierung allein vom Verhalten des Anlagenbetreibers abhängt.¹⁷⁷⁸ Die Situation im Rahmen der Marktprämie könnte demnach ähnlich beurteilt werden. So wird durch den in § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 niedergelegten Anspruch auf Gewährung der Marktprämie dem Anlagenbetreiber ebenfalls ein bestimmter Vergütungssatz zugesichert.¹⁷⁷⁹ Sonach hängt der Anspruch auf die Markt- und damit Managementprämie grundsätzlich nur vom Verhalten des Anlagenbetreibers ab, der insofern seinen Strom erfolgreich (wie auch ordnungsgemäß) direktvermarkten und hierbei auch eine

1772 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

1773 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22, der sich insoweit auf die Rechtsprechung des BVerfG bezieht.

1774 BVerfGE 28, S. 119 [S. 142].

1775 BVerfGE 28, S. 119 [S. 142]; siehe vor allem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22, dort m.w.N.; siehe *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10, wonach Art. 14 Abs. 1 GG „nicht [...] die mit [der] Nutzung verbundenen Gewinnerwartungen“ (ebenda) schützt.

1776 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

1777 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

1778 Siehe *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22 f.; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 45.

1779 Vgl. insoweit *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10, wonach die Managementprämie „ein durch Gesetz geschaffener privatrechtlicher Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber [ist]“ (ebenda).

entsprechende Einspeisung vornehmen muss.¹⁷⁸⁰ Andererseits könnte dem entgegnet werden, dass die erfolgreiche Direktvermarktung als Grundvoraussetzung eher markttypisch geprägt ist.¹⁷⁸¹ Diese Voraussetzung der Direktvermarktung beinhaltet grundsätzlich die Möglichkeit, dass der Anlagenbetreiber seinen Strom nicht absetzen kann oder dass der Dritte ihn nicht entsprechend abnimmt. Auf Grund dieser marktwirtschaftlichen Prägung könnte man berechtigterweise anführen, dass es sich insoweit zwar um einen gesetzlichen Anspruch handelt, der jedoch als erwerbsbezogene Gewinnchance einzuordnen ist.¹⁷⁸²

Insgesamt könnte aber die starke Bindung der Marktprämie an die Mindestvergütung tendenziell dafürsprechen, den Anspruch auf die Marktprämie – und damit die Managementprämie – in den Schutzbereich der Eigentumsfreiheit als ausreichend gesicherte Anspruchsposition mit einzubeziehen.¹⁷⁸³ Da sich diesbezüglich jedoch ebenfalls entscheidende Probleme bei der Bestimmung des Schwerpunktes¹⁷⁸⁴ ergeben,¹⁷⁸⁵ ist der Schutzbereich des Art. 14 GG insoweit (zunächst) als eröffnet anzusehen.¹⁷⁸⁶

1780 Zu den Voraussetzungen der Marktprämie nach § 33g EEG 2012 sei ausführlich verwiesen auf die Kommentierung von *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 30 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 5 ff.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389 f.].

1781 Vgl. insoweit gerade *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

1782 Vgl. hingegen *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10, wonach die Managementprämie als „ein durch Gesetz geschaffener privatrechtlicher Anspruch [...] vom Schutzbereich des Art. 14 Abs. 1 GG umfasst [sei]“ (ebenda).

1783 Vgl. insoweit zur Mindestvergütung *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 45 sowie *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22 f., der insoweit auch die Mindestvergütung in den Schutzbereich des Art 14 Abs. 1 GG einordnet.

1784 Vgl. *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 3.

1785 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 20 ff.; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 45 ff.

1786 So letztlich *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10; vgl. zur Mindestvergütung so zur Mindestvergütung *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen

Mit dem Herabsetzen der Managementprämie – und der somit eintretenden Verringerung der Marktpremie – kommt es damit stets zu einem Eingriff in das Eigentum des jeweiligen Anlagenbetreibers, und zwar in Form einer inhalts- und Schrankenbestimmung nach Art. 14 Abs. 1 S. 2.¹⁷⁸⁷ Ein derartiger Eingriff ist insgesamt nur dann rechtmäßig, soweit er aus „Gründe[n] des öffentlichen Interesses unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit gerechtfertigt“¹⁷⁸⁸ werden kann.¹⁷⁸⁹ Gleichzeitig bildet auch der Vertrauensschutz eine elementare „Grenze[.]“ für den inhaltsbestimmende[n] Gesetzgeber“^{1790, 1791}

(dd) Eingriff in das Grundrecht der Berufsfreiheit, Art. 12 Abs. 1 GG

Fraglich ist, ob die Herabsetzung der Managementprämie dennoch einen Eingriff in die Berufsfreiheit nach Art. 12 Abs. 1 GG darstellt.¹⁷⁹² Der

Änderungen der Rechtslage?, S. 20 ff.; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 45.

1787 So angenommen von *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10; vgl. *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 46.

1788 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 46.

1789 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 46 und Rn. 53; vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10, wonach „die Verordnung [zum Herabsetzen der Managementprämie] vor allem mit dem [...] Verhältnismäßigkeitsgrundsatz vereinbar sein [müsste]“ (ebenda).

1790 *Bryde*, in: *Münch / Kunig*, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 59.

1791 Siehe *Bryde*, in: *Münch / Kunig*, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 59, wonach neben der „Gleichheitssatz, [das] Verhältnismäßigkeitsprinzip und [der] Vertrauensschutz“ (ebenda) „[d]ie wichtigsten Grenzen für den inhaltsbestimmenden Gesetzgeber sind“ (ebenda); siehe *BVerfG NVwZ* 2009, S. 1025 [S. 1028 Rn. 55], wonach „[i]m Rahmen der verfassungsrechtlichen Eigentumsgarantie auch der rechtsstaatliche Grundsatz des Vertrauensschutzes zu berücksichtigen [ist]“ (ebenda); *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10; siehe ebenfalls dazu *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 42 Rn. 32.

1792 Vgl. *BT-Drs. 17/10571*, S. 12; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10 und S. 14,

sachliche Schutzbereich könnte insofern eröffnet sein. Bei dem Betrieb einer Erzeugungsanlage inklusive der damit zusammenhängenden typischen Vorgänge – und somit dem gesamten ‚Wirtschaften‘ des Anlagenbetreibers – handelt es gerade sich um eine „Tätigkeit, die auf Dauer berechnet ist und der Schaffung und Erhaltung der Lebensgrundlage dient“¹⁷⁹³, also ein Beruf i.S.d. Art. 12 Abs. 1 GG.¹⁷⁹⁴ Ebenfalls ist der persönliche Schutzbereich auf Seiten des jeweiligen Anlagenbetreibers eröffnet, wobei bei juristischen Personen insofern Art. 19 Abs. 3 GG heranzuziehen ist.¹⁷⁹⁵ Indem die jeweilig vom Gesetzgeber im Rahmen der Marktprämie festgelegte Managementprämie herabgesetzt wird, bezieht sich diese Änderung zwar nicht unmittelbar auf die berufliche Tätigkeit („Regelung[.] mit Berufsbezug“¹⁷⁹⁶) als solche, ihr wohnt aber „eine objektiv berufsregelnde Tendenz“¹⁷⁹⁷ inne.¹⁷⁹⁸ Da das Herabsetzen der Managementprämie anlagenbetreiberseitig (insgesamt) zu Mindereinnahmen führt und somit zu einer „weniger günstigen Position im betroffenen Markt“¹⁷⁹⁹, wird deren wettbewerbliche Position nämlich auch im Falle einer derartigen Regulierung nachteilig beeinflusst.¹⁸⁰⁰ Insgesamt könnte damit ein Eingriff in die Berufsfreiheit durch jegliche Anpassungen der Managementprämie nach unten

wobei diese jedoch primär auf Art. 14 Abs. 1 GG abstellen; vgl. vor allem *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 44 f., dort jedoch zur verfassungsrechtlichen Zulässigkeit der Verkürzung des Zeitraums zur Mindestvergütung; vgl. zum Letztgenannten *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 20 ff. [insb. S. 23].

1793 *BVerfG* NJW 2002, S. 2621 [S. 2622].

1794 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; siehe zudem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 23.

1795 Vgl. *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 13.

1796 *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 14.

1797 Anstatt vieler *BVerfG* NVwZ 2011, S. 94 [S. 104]; *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 15.

1798 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 23 f.

1799 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 24.

1800 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 24.

(Herabsetzen) vorliegen.¹⁸⁰¹ Blickt man insofern auf die bisherigen Ausführungen zurück, könnte man Art. 12 GG gegebenenfalls nicht für heranziehbar halten und allein auf Art. 14 GG abstellen.¹⁸⁰² Jedoch sollte man nicht vernachlässigen, dass im Vorangegangenen der Schwerpunkt zwischen den beiden Grundrechten nicht wirklich (zweifelsfrei und widerspruchsfrei) ausmachen ließ. Es stehen sich hierbei der „Schutz des „Erworbenen““¹⁸⁰³ und der „Schutz des (künftigen) „Erwerbs““¹⁸⁰⁴ bei der marktpremiierten Direktvermarktung und der Kürzung der Fördersätze faktisch gleichwertig gegenüber. In einem Fall, bei dem sich – wie vorliegend – der Schwerpunkt nicht entsprechend einer der beiden Artikel (ausschließlich) zuordnen lässt, ist (ausnahmsweise) eine Idealkonkurrenz der Grundrechte anzunehmen.¹⁸⁰⁵ Der Schutzbereich ist demnach eröffnet.

Bezüglich des durch die Anpassung der Managementprämie stattfindenden Eingriffs in die Berufsfreiheit ist dabei zu konstatieren, dass sich dieser nicht auf die objektive Berufsauswahl (als „objektive[...] Bedingungen für die Berufszulassung“¹⁸⁰⁶) oder (als „subjektive[...] Voraussetzungen der Berufsaufnahme“¹⁸⁰⁷) auf die subjektive Berufsauswahl der Anlagenbetreiber auswirkt.¹⁸⁰⁸ Es ist sonach keine entsprechende Berufsauswahlbeschränkung im Sinne der zweiten

1801 Vgl. BR-Drs. 17/10571, S. 12, wonach „[d]ie Kürzung der Managementprämie ab dem Jahr 2013 [...] zwar mit der Berufsfreiheit [...] verfassungsrechtlich geschützte Grundrechtspositionen der [...] Anlagenbetreiber [berührt]“ (ebenda); *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 14.

1802 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22 ff. [insb. S. 24 ff.], wo im Rahmen der Prüfung der Mindestvergütungskürzung letztlich auf Art. 14 GG abgestellt wird.

1803 BVerfGE 95, S. 173 [S. 187 f.], dort m.w.N.; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22; *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 22, dort auch m.w.N.

1804 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

1805 *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 3; vgl. hingegen zur Mindestvergütung *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22 ff.

1806 BVerfGE 7, S. 377 [S. 407].

1807 BVerfGE 7, S. 377 [S. 406].

1808 Vgl. *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 47; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 40 Rn. 28 ff.; vgl. zudem *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 35 f.

respektive dritten Stufe der „Drei-Stufen-Theorie“¹⁸⁰⁹ zu verzeichnen.¹⁸¹⁰ Vielmehr handelt es sich auf Grund des mangelnden Einflusses auf die Berufsauswahl insofern um eine reine Berufsausübungsregelung.¹⁸¹¹ Derartige Regelungen genügen nach der ergangenen bundesverfassungsgerichtlichen Rechtsprechung dann dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit, „wenn sie durch hinreichende Gründe des Gemeinwohls gerechtfertigt werden“^{1812, 1813}.

(ee) Rechtfertigung der Grundrechteingriffe in Art. 12 und Art. 14 GG

Insgesamt ist daher entscheidend, ob die durch die Anpassung der Vergütung attestierbaren Eingriffe in die vorgenannten Grundrechte der Art. 12 und 14 GG gerechtfertigt werden können. Grundsätzlich bedürfte es hierfür einer getrennten Prüfung. Insofern müssen die Inhalts- und Schrankenbestimmung nach Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG durch Gesetz, also mittels jeglicher Rechtsnorm erfolgen.¹⁸¹⁴ Auch eine Rechtsverordnung ist insofern zulässig.¹⁸¹⁵ Das Letztgenannte wäre vorliegend durch eine Verordnung gemäß § 64f Nr. 3 EEG 2012 sonach grundsätzlich erfüllt. Darüber hinaus bedarf der stattfindende Eingriff i.S.d. Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG einer Rechtfertigung aus „Gründe[n] des öffentlichen Interesses unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit“¹⁸¹⁶ (Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG),¹⁸¹⁷ wobei der Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG als Berufsausübungsregelung nach dem Grundsatz

1809 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 40 Rn. 28.

1810 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 40 Rn. 28 ff.

1811 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; *Jarass*; in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 34.

1812 BVerfGE 68, S. 272 [S. 282].

1813 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 40 Rn. 29; vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; siehe *Mann*, in: Sachs, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 126.

1814 *Axer*, in: Epping / Hillgruber, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 82; *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 37.

1815 *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 14 Rn. 37.

1816 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 46 und Rn. 53.

1817 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 46 und Rn. 53; vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den

der Verhältnismäßigkeit „hinreichende Gründe des Gemeinwohls“¹⁸¹⁸ zur Rechtfertigung erfordert.¹⁸¹⁹ Es wird folglich auf den grundsätzlich gleichen Maßstab respektive „grundsätzlich [...] gleiche[...] Erwägungen“¹⁸²⁰ abgestellt.¹⁸²¹ Diesbezüglich besteht auf Seiten des Gesetzgebers jeweils ein „relativ weite[r] Einschätzungs- und Gestaltungsspielraum“^{1822, 1823} Es bietet sich daher ausnahmsweise an, die Prüfung entsprechend zusammenzuziehen.¹⁸²⁴ Insgesamt müsste die Regelung zur Anpassung also insbesondere verhältnismäßig sein.¹⁸²⁵

Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

1818 BVerfGE 68, S. 272 [S. 282].

1819 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; siehe dazu allgemein *Mann*, in: Sachs, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 126; *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 45; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 40 Rn. 29.

1820 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53.

1821 Siehe *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53; vgl. *BVerfG NVwZ* 2009, S. 1025 [S. 1030 Rn. 73], dort auch m.w.N.; vgl. insoweit gerade *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 14, wonach es „grundsätzlich zu der gleichen Abwägung zwischen den Interessen der Anlagenbetreiber und des Gesetzgebers käme“ (ebenda).

1822 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 26.

1823 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 26, dort m.w.N.; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10, wobei insoweit jedoch allein auf Art. 14 GG abgestellt wird.

1824 Vgl. insoweit *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53 ff., der eine insgesamt Prüfung vornimmt.

1825 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10 und S. 14, wobei insoweit jedoch konkret auf die Anpassung im mittels der MaPrV abgestellt wird; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53; vgl. insbesondere zu den Aspekten der Verhältnismäßigkeit im Rahmen der Verkürzung der Mindestvergütung ausführlich *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 26 ff.; insofern sei nochmals darauf hingewiesen, dass sich die Prüfung an diesen vorgenannten Quellen, insbesondere *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den

Hierfür müsste sie zunächst einen legitimen Zweck verfolgen. Diesbezüglich steht dem Gesetzgeber grundsätzlich eine „weitgehende Gestaltungsfreiheit“¹⁸²⁶ zu.¹⁸²⁷ Vorliegend ist das Telos der Anpassung respektive Absenkung der Managementprämie zur bestmöglichen Wirkung des Fördersystems wie auch zur Wahrung des ökonomischen Prinzips beizutragen. Insofern sollen grundsätzlich gegenwärtige oder drohende Über- und / oder Fehlförderungen verhindert werden.¹⁸²⁸ Gleichzeitig soll ein Herabsetzen der Managementprämie zur Verhinderung respektive zum Abbau unnötiger Mehrkosten beitragen, welche sich in einer Erhöhung der EEG-Umlage manifestieren (würden).¹⁸²⁹ Daneben können gegebenenfalls auch noch weitere Steuerungseffekte im Rahmen des Fördermechanismus herbeigeführt werden. Insgesamt ergibt sich daraus (im Idealfall) jeweils eine Steigerung des Gemeinwohls. Es liegt sonach ein Grund „des Gemeinwohls“¹⁸³⁰ respektive „des öffentlichen Interesses“¹⁸³¹ vor. Demnach besteht ein legitimer Zweck.

Des Weiteren müsste die Regelung auch geeignet sein. Es müsste sich also um eine Maßnahme handeln, „mit [deren] Hilfe der gewünschte Erfolg gefördert werden kann“¹⁸³².¹⁸³³ Hierbei genügt bereits „die [bloße] Möglichkeit der Zweckerreichung“¹⁸³⁴.¹⁸³⁵ „Es ist [gerade] nicht erforderlich, dass der Erfolg in jedem Einzelfall auch tatsächlich erreicht

Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10 ff., orientiert.

1826 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 35.

1827 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 35.

1828 Vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 1; vgl. vor allem *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10, wonach das Ziel des Herabsetzens der Managementprämie gerade in der Verringerung „bestehende[r] Überförderungen“ (ebenda) bestand.

1829 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

1830 BVerfGE 68, S. 272 [S. 282].

1831 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 46 und Rn. 53.

1832 BVerfGE 30, S. 292 [S. 316].

1833 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 38, dort m.w.N.; siehe *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 26.

1834 Anstatt vieler BVerfGE 96, S. 10 [S. 23].

1835 *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 84.

wird oder erreichbar ist¹⁸³⁶. Es muss sich demnach nicht um das optimale und effektivste Mittel handeln.¹⁸³⁷ Wie bereits im Vorhinein aufgezeigt wurde, stellt die Anpassung der Managementprämie eine Möglichkeit dar, auf die Höhe der Fördersätze der Marktpremie in gewissem Maße einen unmittelbaren Einfluss zu nehmen. Es besteht sonach die Möglichkeit, einen Beitrag zur Wahrung des ökonomischen Prinzips und zur Kosten-senkung zu leisten.¹⁸³⁸ Wobei sich der genaue Grad an Wirksamkeit dabei nach der jeweils vorgenommenen Senkung der Managementprämiensätze ergibt. Insgesamt ist der vorgesehenen Anpassungsmöglichkeit demgemäß eine entsprechende Geeignetheit zu attestieren.¹⁸³⁹

Außerdem müsste die Anpassung der Marktpremie über die Managementprämie ebenfalls erforderlich sein. Es darf also kein milderer, gleich effektives Mittel ersichtlich sein, „welches d[ie] betroffene[n] Grundrecht[e] nicht oder weniger stark einschränkt“¹⁸⁴⁰.¹⁸⁴¹ Um die auszuschüttenden Fördersätze der Marktpremie anzupassen und insbesondere entsprechende Effizienzsteigerungen (im juristischen Sinne) herbeizuführen, bietet das bisher ausgestaltete System der marktpremiierten Direktvermarktung – dies sei insoweit vorweggreifend festzustellen – vorliegend keine andere Einwirkungsmöglichkeit, um auf die Höhe des auszuschüttenden Fördersatzes und die Gesamteffizienz des

1836 BVerfGE 96, S. 10 [S. 23].

1837 *Sachs*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 150; *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 84.

1838 Vgl. zu den tatsächlichen erwarteten Effekten der Absenkung der Managementprämie im Rahmen der MaPrV *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 4 ff. sowie BT 17/10571, S. 1 ff., insb. S. 10.

1839 Insofern haben *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10 im Bezug auf die vorgenommene Kürzung der Managementprämie im Rahmen der MaPrV eine generelle Geeignetheit angenommen, wobei diesbezüglich auf die Ausführungen dort ab S. 4 ff. zu verwiesen ist.

1840 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 41.

1841 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 41; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 26; vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

Fördersystems ‚unmittelbar‘ Einfluss zu nehmen.¹⁸⁴² Sollen die Fördersätze entsprechend angepasst respektive vor allem Kosten eingespart werden, bietet sich lediglich die Möglichkeit, das gesamte Fördersystem abzuschaffen oder dieses gar vollständig umzugestalten. Dies greift jedoch noch schwerwiegender in die Grundrechte der Anlagenbetreiber ein. So würde insbesondere eine Umgestaltung des Fördersystems einen starken Mehraufwand auf Seite der Betreiber erfordern, um sich auf dieses neu einzustellen.

Darüber hinaus würde eine vollständige Abschaffung das Ziel der Marktintegration grundsätzlich vollkommen konterkarieren – die auf Anlagenbetreiberseite zu erwartenden Mindereinnahmen werden dabei noch nicht einmal berücksichtigt.¹⁸⁴³ Gleichzeitig würde eine derartige Abschaffung auch nicht dem Kriterium der Unmittelbarkeit genügen. Ebenfalls bietet auch die Herausnahme gewisser Anlagenarten und die Begrenzung gewisser Fördermengen (Einführung eines Förderdeckels) nicht unbedingt die gleiche Effektivität. Zudem würde beinahe ähnlich schwerwiegend wie im Falle der Abschaffung der gesamten Förderung in die Grundrechte der jeweils betroffenen Anlagenbetreiber eingegriffen.

Insgesamt ist damit keine Maßnahme zu verzeichnen, die einerseits milder in die Grundrechte der betroffenen Anlagenbetreiber eingreift und gleichzeitig eine entsprechende Gleichwertigkeit (Effektivität) aufweist. Infolgedessen ist (im Falle des Aufkommens eines entsprechend bestehenden Anpassungsbedarfs) von einer grundsätzlichen Erforderlichkeit auszugehen.¹⁸⁴⁴

Schließlich müsste die gesetzgeberisch getroffene Variante der Anpassung des Fördersatzes über die Managementprämie auch verhältnismäßig i.e.S., also angemessen sein. Dies ist der Fall, wenn sie „in einem angemessenem Verhältnis zu dem Gewicht und der Bedeutung des

1842 Vgl. insoweit BT-Drs. 17/10571, wonach schon „keine ebenso geeigneten Alternativen“ (ebenda) zwecks „Absenkung der Managementprämie“ (ebenda) bestünden.

1843 Zu den Einnahmen durch die marktpremiierte Direktvermarktung sei auf Abschnitt E.V.2.b.)aa.), S. 501 f. verwiesen.

1844 Somit im Einklang mit *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S.10, die im Rahmen der stattgefundenen Anpassung der Managementprämie bereits von einer entsprechenden Erforderlichkeit ausgehen.

Grundrechts steh[t]“¹⁸⁴⁵, wobei „die Schwere des Eingriffs bei einer Gesamtabwägung nicht außer Verhältnis zu dem Gewicht der ihn rechtfertigenden Gründe stehen“¹⁸⁴⁶ darf.¹⁸⁴⁷

Vorliegend führt die Anpassung der Höhe der Gesamtfördersätze über die Managementprämie auf Seiten der (betroffenen) Anlagenbetreiber zu Eingriffen in Art. 12 und Art. 14 GG. Diese drücken sich dabei insbesondere in Mindereinnahmen gegenüber der vorherigen alten Fördersätze aus. Dies gilt erst recht, wenn man eine gleichbleibende, durchschnittliche Vermarktung unterstellt. Gemessen an dem derzeitigen Effizienzgrad der Vermarktung werden diese Mindereinnahmen (je nach Umfang) nämlich die gesamte Rentabilität der Direktvermarktung entsprechend mindern.¹⁸⁴⁸ Es sogar könnten je nach Umfang der Anpassung sogar spürbare Beeinträchtigungen eintreten. Die Anlagenbetreiber werden durch das Herabsetzen der Managementprämiensätze folglich „in ihren wirtschaftlichen Interessen [ge]tr[o]ffen“¹⁸⁴⁹.¹⁸⁵⁰

Diesen Interessen der Anlagenbetreiber stehen das öffentliche Interesse respektive das Gemeinwohl gegenüber. Insofern ist zu berücksichtigen, dass den privaten wie auch gewerblichen Stromabnehmer über die EEG-Umlage die entstehenden Kostenlasten aufgebürdet werden.¹⁸⁵¹ Die (Mehr-)Kosten der Managementprämie werden folglich von den Letztverbrauchern getragen.¹⁸⁵² Es kommt bei den privaten Stromabnehmern dadurch zu (vertiefenden) Eingriffen in ihre allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG) respektive zu Eingriffen in die „unternehmerische

1845 BVerfGE 67, S. 157 [S. 173].

1846 Anstatt vieler BVerfGE 118, S. 168 [S. 195].

1847 Jarass, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 86, dort noch m.w.N.

1848 Siehe BT-Drs. 17/10571, S. 10, wonach die „Absenkung der Managementprämie [...] eine geringere Gewinnmarge für die Direktvermarktung [...] zur Folge haben [wird]“ (ebenda).

1849 Lehnert, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 56.

1850 Vgl. Lehnert, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 56.

1851 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.IV.3., S. 81 ff. sowie D.II.2.a.), S. 289 f.; siehe insoweit zum Ausgleichsmechanismus des EEG Cosack, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einführung §§ 34 – 39 Rn. 4 ff. [insb. Rn. 11 ff.]; siehe allgemein bereits Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 148.

1852 Vgl. dazu auch nochmals Abschnitt D.II.2.a.), S. 289 f.; vgl. bereits Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 148.

Freiheit¹⁸⁵³, abgebildet durch die Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG).¹⁸⁵⁴ Damit stehen sich Grundrechte (teilweise) gleichen ‚Gewichts‘ gegenüber.

Führt man sich weiter vor Augen, dass es im Rahmen der Managementprämie sowieso schon zu einer generellen wie auch konkreten Mehrkostenentstehung kommt wie auch zukünftig zu befürchten ist,¹⁸⁵⁵ muss das Interesse an einer Anpassung der Managementprämie aus Sicht des Gemeinwohls als grundsätzlich überwiegend angesehen werden.¹⁸⁵⁶ Dies gilt vor allem, soweit es zu einer attestierbaren wie auch unberechtigten Überförderung kommt, die in der (Höhe der) Managementprämie begründet liegt.¹⁸⁵⁷ Diese führt sonach nämlich zu einer „nicht gerechtfertigten Mehrbelastung [aller nicht-privilegierten Stromverbraucher] über die EEG-Umlage“¹⁸⁵⁸.¹⁸⁵⁹

Etwas anderes könnte sich nur ergeben, soweit man weiter auf die „sachlichen Anforderungen“¹⁸⁶⁰ der Grundsätze des Vertrauensschutzes in Form der unechten Rückwirkung abstellt.¹⁸⁶¹ Eine solche liegt – wie im Vorhinein bereits dargestellt – gerade bei der (nachträglichen) Anpassung

1853 *Manssen*, Die Verfassungsmäßigkeit von EEG-Umlage und besonderer Ausgleichsregelung im Erneuerbare Energien Gesetz, WiVerW 2012, S. 170 [S. 172].

1854 Vgl. dazu *Manssen*, WiVerW 2012, S. 170 [S. 172 und S. 176 f.]; vgl. zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 150, dort auch m.w.N.

1855 Siehe zu dieser Problematik erneut Abschnitt D.II.4., S. 299 ff., insb. S. 306 f.

1856 So letztlich zu Recht BT-Drs. 17/10571, S. 12.

1857 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12 f., dort ab S. 4 ff. auch zur Überförderung durch zu hoch angesetzte Managementprämienansätze; zur Überförderung durch die Managementprämie sei gleichfalls auf die nachfolgenden Ausführungen Abschnitt E.V.2., S. 499 ff., insb. ab E.V.2.b.jbb.) S. 503 f., *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333] sowie BT-Drs. 17/10571, S. 1 ff. verwiesen.

1858 BT-Drs. 10/571, S. 12.

1859 Vgl. BT-Drs. 10/571, S. 12; siehe *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 13.

1860 *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 75.

1861 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11 ff.; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53 ff.; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 27 f.

der Management- und damit der Marktprämienfördersätze generell vor.¹⁸⁶² Insofern sei jedoch nochmals angemerkt, dass die eigentlichen „Regeln über die unechte Rückwirkung“¹⁸⁶³ – auf Grund der dargelegten Einschlägigkeit von insbesondere Art. 14 GG – (unter entsprechender Fortgeltung ihres Inhalts) vorliegend als verdrängt anzusehen sind.¹⁸⁶⁴ Es kommt gleichwohl zur vorgenannten Fortgeltung der „sachlichen Anforderungen“¹⁸⁶⁵.¹⁸⁶⁶ Nach diesen ist die unechte (belastende) Rückwirkung grundsätzlich zulässig.¹⁸⁶⁷ Abseits der im Rahmen der bisherigen Verhältnismäßigkeitsprüfung angeführten Erwägungen muss im Rahmen der Güterabwägung „zwischen der Bedeutung des gesetzgeberischen Anliegens für das Allgemeinwohl und dem Ausmaß des durch die Gesetzesänderung verursachten Vertrauensschadens“¹⁸⁶⁸ vor allem auch die Schutzwürdigkeit des Vertrauens auf Seiten der (vor allem) betroffenen Anlagenbetreiber mit eingestellt werden.¹⁸⁶⁹ Es kommt also darauf an, ob der Einzelne „auf den Fortbestand einer ihm günstigen Regelung eine Rücksichtnahme durch den Gesetzgeber billigerweise [...]“

1862 Siehe nochmals Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(bb), S. 332 ff.; so zu Recht *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1863 *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 75.

1864 Vgl. *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 75.

1865 *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 75.

1866 *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 75.

1867 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 51; *Grzeszick*, in: *Maunz / Dürig*, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76 und Rn. 88, dort m.w.N.; *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 190.

1868 *Grzeszick*, in: *Maunz / Dürig*, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 88.

1869 Vgl. *Grzeszick*, in: *Maunz / Dürig*, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 88 ff.; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 7 Rn. 54 und Rn. 56; vgl. allgemein *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11, wonach gewisse Einschränkungen im Rahmen „unechter Rückwirkung [...] aus dem [...] Grundsatz des Vertrauensschutzes [erwachsen können]“ (ebenda); vgl. zudem *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 193 sowie Rn. 196.

beanspruchen darf¹⁸⁷⁰.¹⁸⁷¹ So kann insbesondere im Falle eines gesetzlichen Eingriffs, „mit dem der Betroffene nicht zu rechnen brauchte, [und] den er [...] bei seinen Dispositionen [auch] nicht berücksichtigen konnte“¹⁸⁷² ein entsprechendes Vertrauen bestehen.¹⁸⁷³

Noch höher sind die Anforderungen, soweit ein „[q]ualifizierter Vertrauensstatbestand“¹⁸⁷⁴ geschaffen wurde.¹⁸⁷⁵ Bei einem solchen wären Eingriffe nur gerechtfertigt, wenn diese keine „schwere[n] Nachteile für gewichtige Gemeinschaftsgüter“¹⁸⁷⁶ befürchten lassen.¹⁸⁷⁷ Es gelten demnach Anforderungen, die vom Niveau auf der Ebene der echten Rückwirkung anzusiedeln sind.¹⁸⁷⁸

Fraglich ist daher zunächst, ob der Gesetzgeber mit der Gewährung der Marktprämie überhaupt irgendein schutzwürdiges Vertrauen auf Erhaltung der Höhe der Management- und Marktprämie auf Seiten der Anlagenbetreiber geschaffen hat.¹⁸⁷⁹ Ein solches könnte sich aus dem Anspruch auf Gewährung der Managementprämie als Bestandteil der Marktprämie nach § 33g Abs. 1 S. 1 i.V.m. Abs. 2 i.V.m. Anlage 4 Nr. 1.1 und Nr. 1.2 EEG 2012¹⁸⁸⁰ gerade entsprechend ergeben. So könnten in diesem Kontext gerade die getätigten Investitionen der Anlagenbetreiber

1870 BVerfGE 68, S. 287 [S. 307].

1871 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 54.

1872 BVerfGE 68, S. 287 [S. 307].

1873 Vgl. BVerfGE 68, S. 287 [S. 307]; *Grzeszick*, in: Maunz / Dürig, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 91; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 54.

1874 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 28.

1875 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 28.

1876 BVerfGE 102, S. 68 [S. 98].

1877 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 28 f. [insb. S. 29]; siehe zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 196.

1878 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 28; siehe zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 196, dort auch m.w.N.

1879 Vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 12.

1880 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämiemodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10.

ein entsprechendes Vertrauen ergeben.¹⁸⁸¹ Diese wären beispielsweise in Gestalt der Anschaffung und Installation zusätzlicher Anlagentechnik denkbar, ebenfalls ist der Abschluss entsprechender Direktvermarktungsverträge mit anderen Akteuren des Strommarktes (zuzüglich weiterer Aufwendungen) möglich.¹⁸⁸² Man könnte gar von einem qualifizierten Vertrauenstatbestand ausgehen, wenn man berücksichtigt, dass die Marktprämie auf der im EEG vorgesehenen Förderung der Mindestvergütung basiert und mit dieser synchronisiert wurden, sodass sich ein entsprechender Anspruch für über zwanzig Jahre ergibt, vgl. §§ 33g Abs. 2 i.V.m. 33h i.V.m. § 21 Abs. 2 EEG 2012.¹⁸⁸³ Für die „besondere Vertrauensposition“¹⁸⁸⁴ spricht zudem, dass vom Gesetzgeber gerade nur bestimmte Degressionssätze im Rahmen der Managementprämie vorgesehen wurden, welche demnach eine gewisse wie auch notwendige Investitionssicherheit suggerieren.¹⁸⁸⁵

Hierbei darf jedoch keineswegs unberücksichtigt bleiben, dass die Höhe der Managementprämie gerade von Anfang an unter den Vorbehalt einer Rechtsverordnung gestellt worden ist.¹⁸⁸⁶ Dabei erstreckt sich die Verordnungsmächtigung ausdrücklich auch auf „Bestandsnutzer“ der

1881 Vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 12; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1882 BT-Drs. 17/10571, S. 12; siehe *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11; siehe zudem nochmals den vorangegangenen Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(aa), S. 330.

1883 Vgl. *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 28 f.; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 55; vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12; vgl. zudem *Sailer / Kantenwein*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, Einleitung Rn. 197.

1884 *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1885 Siehe *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11 f.

1886 Siehe BT-Drs. 17/10571, S. 12; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12.

Marktprämie.¹⁸⁸⁷ Folglich musste auf Seiten jeglicher Anlagenbetreiber zu jeder Zeit eine entsprechenden Änderung erwartet werden.¹⁸⁸⁸

Erschwerend kommt zum Vorgenannten hinzu, dass „in der Öffentlichkeit bereits seit Beginn des Jahres 2012 [bereits] über die Angemessenheit der Höhe der Managementprämie diskutiert wurde“¹⁸⁸⁹. Darüber hinaus wurden ebenfalls schon bei einem Workshop des BMU bereits im März des Jahres 2012 über eine entsprechende Veränderung der Managementprämienhöhe Gespräche geführt.¹⁸⁹⁰ Insgesamt konnte also nicht auf den Fortbestand der ursprünglichen Managementprämienhöhe vertraut werden.¹⁸⁹¹ Es ist damit von vornherein überhaupt kein Vertrauen seitens des Gesetzgebers erzeugt worden.

Mangels eines entsprechenden (ausreichenden) Vertrauenstatbestandes ergibt sich sonach keine Veränderung der bisherigen Wertung. Insgesamt ist damit zu konstatieren, dass das Bedürfnis respektive Interesse an der Anpassung der Förderung auf Seiten des Gesetzgebers und der ‚umlageverpflichteten‘ Allgemeinheit den Interessen der Anlagenbetreiber jeweils überwiegt respektive überwiegen wird. Insgesamt ist demnach von einer Verhältnismäßigkeit i.e.S. auszugehen, wodurch der Eingriff in Art. 12 Abs. 1 und Art. 14 Abs. 1 GG auf Seiten der Anlagenbetreiber entsprechend gerechtfertigt wird respektive wäre.¹⁸⁹² Lediglich in eng begrenzten Ausnahmefällen ist ein Überwiegen der Interessen der Anlagenbetreiber überhaupt denkbar, beispielsweise bei äußerst

1887 Siehe BT-Drs. 17/10571, S. 12; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12.

1888 So vollkommen zu Recht BT-Drs. 17/10571, S. 12; vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12.

1889 BT-Drs. 17/10571, S. 12.

1890 BT-Drs. 17/10571, S. 12.

1891 So also in Zustimmung zu BT-Drs. 17/10571, S. 12; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 12 ff.

1892 Somit in Zustimmung zu *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 9 ff. [insb. S. 14].

kurzfristiger, sofortiger „faktische[r] Abschaffung“¹⁸⁹³ oder gar Negativfestsetzung der Managementprämie.¹⁸⁹⁴ Soweit eine Anpassung jeweils zu den regulären ‚Stichtagen‘ der Degression der Marktprämie erfolgt – also zum Jahreswechsel –, werden die Grenzen des Vertrauensschutzes jedoch grundsätzlich als gewahrt anzusehen sein, insbesondere soweit man von einer jeweils kalenderjährlichen Laufzeit der Direktvermarktungsverträge mit den Händlern ausgeht.¹⁸⁹⁵

(e) Zwischenergebnis

Insofern ist eine Anpassung der Marktprämie über die Managementprämie grundsätzlich möglich wie auch rechtlich zulässig. Demnach ist die Marktprämie im vorgenannten Maße unmittelbar anpassungsfähig.

b.) Sonstige Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Voraussetzungen gemäß § 33g EEG 2012

Weitere Möglichkeiten zur Anpassung der Förderung können sich aus der Modifikation der Bedingungen zur Förderausschüttung (Tatbestandsvoraussetzungen) ergeben. Im Unterschied zur Anpassungsmöglichkeit im Rahmen der Berechnung der Marktprämie ist vom Gesetzgeber jedoch keine Möglichkeit vorgesehen worden, die in § 33g hinterlegten Voraussetzungen zur Inanspruchnahme der Marktprämie direkt zu verändern. Insoweit kann eine derartige Anpassung lediglich im ordentlichen Gesetzgebungsverfahren – und damit nicht unmittelbar – erfolgen.

1893 Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a., Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 13.

1894 Siehe Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a., Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 13 f.

1895 Vgl. Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a., Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 13 f.

c.) Zwischenergebnis

Die Marktprämie weist damit ein gewisses Anpassungspotenzial auf, wobei jedoch die aufgezeigten Grenzen genau beachtet werden müssen. In diesem Kontext sollte gleichwohl ein Überdenken der Funktion und Bezeichnung des Faktors ‚ P_M ‘ erfolgen, damit bei Vornahme von Negativfestsetzung insofern kein (unauflöslicher) Konflikt mit dem bisher vorgesehenen Telos (Ausgleich der ‚verlagerten‘ Vermarktungskosten)¹⁸⁹⁶ entsteht. Da sich die vorgenannte Ausgleichsfunktion¹⁸⁹⁷ jedoch sachlich nur schwer mit einer vollumfänglichen Korrektur- und Angleichungsfunktion vereinen lässt, wäre ein Aufsplitten in zwei separate Faktoren grundsätzlich empfehlenswert. Somit ist es möglich, der ursprünglichen Funktion der Managementprämie Rechnung zu tragen, zugleich kann ein teleologischer Widerspruch vermieden werden.¹⁸⁹⁸

d.) Alternativmöglichkeiten

Alternativ wäre eine Korrekturkomponente an anderer Stelle im Rahmen der Bemessung der Marktprämie denkbar. Diese könnte man – wie bereits vorgeschlagen¹⁸⁹⁹ – im Rahmen der Bemessung der „Eventualvergütung“¹⁹⁰⁰ („ EV “) einführen oder als separaten Korrekturfaktor („ K “) – zum Beispiel als Multiplikator oder Subtrahend. Exemplarisch wäre dann eine Berechnung der Marktprämie nach dem Prinzip

$MP = EV - (MW - P_M) - K$ beziehungsweise als

$MP = [EV - (MW - P_M)] \times K$ durchzuführen.¹⁹⁰¹

Der Nachteil eines zusätzlichen Korrekturfaktors besteht jedoch darin, dass sich die Berechnung aus Sicht der Anwender weiter in ihrer Komplexität steigert. Sie könnte damit einen Verstoß gegen das Postulat der

1896 Salje, EEG 2012, § 33g Rn. 16; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.].

1897 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.].

1898 Die Managementprämie dürfte entsprechend ihres eigentlichen Telos dann nur noch einen Wert größer oder gleich Null betragen.

1899 Siehe Fußnote 1683 auf S. 322.

1900 Salje, EEG 2012, § 33g Rn. 15; ders., in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.

1901 Die Berechnung wurde an die Formeldarstellung von Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 16] angelehnt.

Vermeidung überkomplexer Systeme darstellen. Dies gilt vor allem unter dem Aspekt, dass die Bemessung des Korrekturfaktors klar geregelt sein und genauen Berechnungsvoraussetzungen unterworfen werden müsste. Infolgedessen kann der Mangel einer weiteren respektive umfangreicheren Korrekturkomponente als insgesamt weder zwingend positiv noch zwingend negativ bewertet werden.

2. Anpassungs- und Justagemöglichkeiten im Rahmen der Flexibilitätsprämie

Damit das System prämierter Direktvermarktung insgesamt dem Kriterium der Selbstlernfähigkeit genügt, muss auch die Flexibilitätsprämie eine entsprechende Anpassungsfähigkeit aufweisen.

a.) Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Berechnung der Prämienhöhe

aa.) Generelle Anpassungsmöglichkeiten

Im Rahmen der Berechnung der Flexibilitätsprämie gemäß § 33i Abs. 2 i.V.m. Anlage 5 EEG 2012 wird auf den gleichen Ansatz zur Anpassung der Prämienhöhe wie bei der Marktprämie zurückgegriffen. Insofern stehen zum einen sowohl die Berechnungsformel zur Bestimmung des Faktors P_{Zusatz} ($P_{\text{Zusatz}} = P_{\text{inst}} \times P_{\text{Bem}}$)¹⁹⁰² als auch der dabei vorkommende Korrekturfaktor f_{Kor} unter dem Vorbehalt einer Rechtsverordnung.¹⁹⁰³ Die Verordnungsermächtigung ergibt sich dabei jeweils aus § 64f Nr. 4 lit. a) EEG 2012.¹⁹⁰⁴ Zum anderen kann die Kapazitätskomponente KK auf Grund der in § 64f Nr. 4 lit. b) EEG 2012 vorgesehenen Ermächtigung entsprechend modifiziert werden.¹⁹⁰⁵

1902 Anlage 5 Nr. 2.2 EEG 2012.

1903 Vgl. Anlage 5 Nr. 2.2 EEG 2012.

1904 Vgl. bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 139; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 28; vgl. dazu bereits allgemein *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 64f Rn. 9.

1905 So bereits *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395 Fn. 140] sowie *Sommerfeldt*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 64f Rn. 9 zur Höhe der

Insbesondere der Vorbehalt im Bereich der Kapazitätskomponente schafft damit eine tiefgehende Anpassungsmöglichkeit, da diese als Faktor ‚KK‘ die Prämienhöhe weitgehend mitbestimmt¹⁹⁰⁶. So sind bereits aus erster Sicht entsprechende Vorteile bei den Anpassungsmöglichkeiten gegenüber der Marktprämie zu verzeichnen.

bb.) Verfassungsrechtliche Grenzen der Anpassung

Bezüglich der verfassungsrechtlichen Grenzen der Anpassungen gelten prinzipiell die gleichen Ausführungen, die bereits im Rahmen der Marktprämie zur Anpassung der Managementprämie getätigt wurden. Es erfolgt wiederum ein Eingriff in die Art. 12 und 14 GG, der einer entsprechenden Rechtfertigung bedarf.¹⁹⁰⁷ Im Rahmen der Prüfung der Rechtfertigung sind sodann insbesondere die Grundsätze des Vertrauensschutzes zu berücksichtigen.¹⁹⁰⁸ Da die Flexibilitätsprämie dabei durchgehend (bei Einhalten der Tatbestandsvoraussetzungen) „für die

Kapazitätskomponente; so bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG*, § 21 Rn. 142; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier, EEG*, § 33i Rn. 31.

1906 Vgl. insoweit *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; vgl. vor allem nochmals *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012*, Anlage 5 Rn. 2 ff. [insb. Rn. 5 ff.] und Abschnitt D.II.5., S. 308 ff. zur Berechnung der Flexibilitätsprämie.

1907 Vgl. insoweit *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a., Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen*, S. 9 f. sowie S. 14 sowie Abschnitt D.III. 1.a.)bb.) (2)(d), S. 328 ff. zu den Eingriffe im Rahmen der Anpassung der Managementprämie und zu den Eingriffen im Rahmen der Anpassung der Anpassung der Mindestvergütung *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 20 ff. und *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald, EEG*, § 21 Rn. 46 ff., wobei die Ausführungen bezüglich des Schutzbereichs und Eingriffs entsprechend zu übernehmen sind.

1908 Vgl. *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a., Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen*, S. 9 ff. [insb. S. 11 ff.]; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald, EEG*, § 21 Rn. 53 ff.; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 27 f.; sowie Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d), S. 328 ff.

Dauer von zehn Jahren¹⁹⁰⁹ gezahlt wird, vgl. § 33i Abs. 4 EEG 2012,¹⁹¹⁰ kommt es damit grundsätzlich zu einem Eingriff in einen gegenwärtigen Sachverhalt, der noch nicht abgeschlossen ist.¹⁹¹¹ Es besteht also für das laufende, nicht abgeschlossene Berechnungsjahr wie auch die zukünftigen Berechnungsjahre bei Anlagenbetreibern, die bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, ein entsprechender Fall unechter Rückwirkung.¹⁹¹² Diesbezüglich ist auf den ersten Blick zu konstatieren, dass auf Seiten der Anlagenbetreiber auch im Rahmen der Flexibilitätsprämie grundsätzlich keine Vertrauensentstehung zu verzeichnen sein kann. So ist vor allem ein – gegenüber der Marktpremie – noch deutlich erweiterter Änderungsvorbehalt implementiert. Bei diesem stehen nicht nur einzelne Berechnungsfaktoren, sondern sogar die gesamte Berechnungsformel unter dem Vorbehalt einer Rechtsverordnung.¹⁹¹³

Andererseits ist im Rahmen der Abwägung zu berücksichtigen, dass die bisher zu erwartenden Kostenentstehungen durch die Flexibilitätsprämie kaum spürbar sind.¹⁹¹⁴ Zudem ist die Flexibilitätsprämie mit einem Inanspruchnahmezeitraum von (bis zu) zehn Jahren¹⁹¹⁵ grundsätzlich langfristig angelegt, vgl. 33i Abs. 4 EEG 2012. Auf Seiten der Anlagenbe-

1909 § 33i Abs. 4 EEG 2012.

1910 *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 8; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33i Rn. 4; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 33; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 14]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 120 und Rn. 144; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 21.

1911 Vgl. *Grzeszick*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Art. 20 VII GG Rn. 76; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 51 f.; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1912 Vgl. *Grzeszick*, in: Maunz/Dürig, Grundgesetz, Art. 20 GG VII Rn. 76; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 51; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktpremienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 11.

1913 Vgl. Anlage 5 Nr. 2.2 und Nr. 2.3 EEG 2012.

1914 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.6., S. 312 ff., insb. Abschnitt D.II.6.e.), S. 315.

1915 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 33, dort mit weiteren Ausführungen; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 120 und Rn. 144; *Hinsch / Reshöft*, in:

treiber wird insofern durch eine ‚Negativ-Modifikation‘ in langfristig zu tätigende Investitionssachverhalte entsprechend eingegriffen.

Insgesamt folgt daraus, dass die Rechtfertigung des Eingriffs stark von den jeweiligen, insbesondere volkswirtschaftlichen Umständen des Einzelfalls abhängt, die jeweils ‚zahlenscharf‘ in die Abwägung mit einzustellen sind. Insofern hängt die Zulässigkeit der möglichen Änderungen der laufenden Flexibilitätsprämie von der zum jeweiligen Zeitpunkt vorherrschenden Markt- und Fördersituation ab, wobei zumindest die Gesichtspunkte des Vertrauensschutzes insgesamt grundsätzlich nicht zu berücksichtigen sind. Lediglich eine Verkürzung der bereits ausgeschütteten und bereits kalenderjährlich berechneten Flexibilitätsprämie ist als Fall echter Rückwirkung insofern stets unzulässig.¹⁹¹⁶

cc.) Lediglich kalenderjährliche Anpassungsmöglichkeit

Außer des bereits Dargelegten ist in die Untersuchung mit einzustellen, dass die jeweilige Anpassung lediglich kalenderjährlich erfolgen kann, da der Flexibilitätsprämie – trotz der Zahlung monatlicher Abschläge – gemäß § 33i Abs.2 EEG 2012 allgemein¹⁹¹⁷ eine kalenderjährliche Bemessung¹⁹¹⁸ zugrunde liegt. Eine Anpassung für das laufende Jahr kommt damit grundsätzlich nicht in Betracht. Eine solche wäre außerdem wegen der zugrunde liegenden Berechnungsmethode nur unter stark erhöhtem Aufwand möglich. Dies bedeutet letztlich, dass zwar eine Anpassungsmöglichkeit mittels Rechtsverordnung vorgesehen ist.¹⁹¹⁹ Da jedoch eine kurzfristige, reaktionsschnelle Anpassung durch das

Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 21; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

1916 Vgl. *Grzeszick*, in: Maunz / Dürig, Grundgesetz, Art. 20 VII Rn. 76 und Rn. 80, dort m.w.N.; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 49; vgl. zudem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16 f.

1917 Daneben beziehungsweise zudem kann die Flexibilitätsprämie „für ein Rumpffahr“ (*Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]) wahrgenommen werden, ebenda.

1918 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; so zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 120; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 4 und Rn. 33.

1919 Vgl. Anlage 5 Nr. 2.2 und Nr. 2.3 EEG 2012.

vorgesehene kalenderjährliche Bemessungsintervall entsprechend limitiert wird, kann diese Anpassungsmöglichkeit nicht dem Kriterium der ‚Unmittelbarkeit‘ vollständig genügen. Die Flexibilitätsprämie ist damit nur innerhalb bestimmter Grenzen anpassungsfähig (limitierte Anpassungsfähigkeit).

b.) Sonstige Anpassungsmöglichkeiten im Rahmen der Flexibilitätsprämie

Neben der generellen, schon tiefgreifenden Anpassungsmöglichkeit im Rahmen der Berechnung der Marktprämie, ermächtigt § 64f in Nr. 4 lit. c) lit. aa) EEG 2012 noch zum Erlass von weiteren Rechtsverordnungen, mit denen die Flexibilitätsprämie zudem auf die übrigen Vermarktungsformen § 33b Nr. 2 und Nr. 3 EEG 2012 ausgedehnt wird.¹⁹²⁰ Mit der genannten Ermächtigung wird sogar die Möglichkeit geschaffen, die Flexibilitätsprämie ergänzend zur Mindestvergütung zu implementieren.¹⁹²¹ Insoweit bieten sich vielschichtige Möglichkeiten im Rahmen der Direktvermarktung, die übrigen Instrumente und Formen entsprechend aufzuwerten. Neben dem bisher Genannten bietet § 64f Nr. 4 lit. c) lit. bb) EEG 2012 als weitere Option, die Flexibilitätsprämie ebenfalls auf andere Biomasseformen außer lediglich dem bisher geförderten Biogas auszuweiten.¹⁹²² § 64f Nr. 4 lit. c) EEG 2012 sieht dabei für die beiden genannten Anpassungsmöglichkeiten vor, jeweils eigene Anspruchsvoraussetzungen zu schaffen inklusive der zugehörigen allgemeinen Ausgestaltung und den zugehörigen Abrechnungsmodalitäten.

Damit bestehen nicht einfach nur weitere, sondern vielmehr auch äußerst flexible Anpassungsmöglichkeiten. Diese genügen auf Grund der vorgesehenen Form der Rechtsverordnung zugleich dem Kriterium der ‚Unmittelbarkeit‘.

1920 Siehe bereits *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 20.

1921 Vgl. § 64f Nr. 4 lit. c) lit. aa) EEG 2012; siehe bereits *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 20.

1922 Siehe bereits *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 20, wonach beispielsweise „neuartige thermochemische Vergasungsverfahren“ (ebenda) in Betracht kämen, ebenda.

c.) Zwischenergebnis

Die Flexibilitätsprämie bietet demnach grundsätzlich tiefgreifendere Anpassungsmöglichkeiten als die Marktprämie, scheitert jedoch vor allem am Faktor der Unmittelbarkeit.

d.) Sonstige Weiterentwicklungsmöglichkeiten im Rahmen der Direktvermarktung

Darüber hinaus ist zu untersuchen, ob die Direktvermarktung – abseits des Vorgenannten – sonstige Möglichkeiten zur Modifikation der implementierten Instrumente beziehungsweise der Direktvermarktung bietet, insbesondere um neue oder ergänzende Anreizmechanismen respektive Förderinstrumente zu installieren.

Als einzige ‚Einbruchsstelle‘ zum Installieren weiterer, neuer wie auch ergänzender Anreiz- und Fördermechanismen sieht das EEG 2012 (unter anderem) für den Kontext der Direktvermarktung mit § 64f Nr. 6 eine Art General- und Auffangermächtigung „zur weiteren Verbesserung der Integration des Stroms aus erneuerbaren Energien“¹⁹²³ vor. Hiernach können insbesondere finanzielle Anreize unter anderem für Anlagenbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen gesetzt werden, um die Markt-, System- als auch Netzintegration erneuerbarer Energien zu optimieren und damit namentlich vor allem auf eine bedarfsgerechte Erzeugung von direktvermarktetem Strom hinzuwirken.¹⁹²⁴ Dabei sieht § 64f Nr. 6 lit. b) EEG 2012 ausdrücklich vor, entsprechende Anspruchsvoraussetzungen für die neuen Instrumente und deren Wahrnehmung festzulegen, sowie die damit zusammenhängende rechtliche Ausgestaltung sowie Modalitäten der Abrechnung zu normieren.¹⁹²⁵ Es können dabei sogar ausdrücklich die Voraussetzungen für die Direktvermarktung abweichend von Teil 3a ausgestaltet werden.¹⁹²⁶ Zudem bietet sich die Möglichkeit, die Stromkennzeichnung und Verwendung von Herkunft-

1923 § 64f Nr. 6 EEG 2012.

1924 Vgl. § 64f Nr. 6 lit. a) EEG 2012; siehe dazu bereits allgemein *Hartwig*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 64f Rn. 22.

1925 So bereits *Schomerus*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 64f Rn. 19.

1926 Vgl. § 64f Nr. 6 lit. b) EEG 2012.

nachweisen für neu zu schaffende Förderung einzuführen.¹⁹²⁷ Sogar wird hierdurch eine Festsetzung ermöglicht, „unter welchen Voraussetzungen für diesen [besonders geförderten] Strom [...] die Marktprämie nach § 33g ganz oder teilweise in Anspruch genommen werden kann“¹⁹²⁸.

Demzufolge bieten sich mit der auffangartigen Verordnungsermächtigung des § 64f Nr. 6 EEG 2012 Möglichkeiten, welche eine weitergehende Anpassung der Marktprämie in Aussicht stellen. Es bietet sich beispielsweise an, die Marktprämie in ihrer Wirkungsweise durch die Einführung bestimmter Zusatzinstrumente zu modifizieren respektive zu ergänzen. Da die vorgenannten Realisierungen nach § 64f EEG 2012 über eine Rechtsverordnung durch die Bundesregierung erfolgen (würden), die keiner Zustimmung des Bundesrates bedarf, wird auch das Kriterium der Unmittelbarkeit entsprechend gewahrt.

3. Evaluation und Evaluationsfähigkeit im Rahmen der Direktvermarktung

e.) Gesetzliche Evaluationspflichten und -maßnahmen

Damit das Fördersystem die geforderte (Selbst-)Lernfähigkeit aufweist, ist zudem die stetige Durchführung einer Evaluation der Förderfortschritte erforderlich. Der Gesetzgeber müsste bezüglich der Direktvermarktung also eigene Evaluationsmechanismen implementiert haben. Zugleich müsste die Evaluation innerhalb bestimmter Intervalle zu erfolgen. Vor allem das Letztgenannte ist von Bedeutung, um auf auftretende Förderfortschritte umgehend und unmittelbar reagieren zu können, sodass es zu keiner Zeit zu Fehlförderungen kommt.¹⁹²⁹

aa.) Keine direktvermarktungsspezifischen Evaluationsinstrumente

Im Rahmen der Direktvermarktungsvorschriften des Teil 3a EEG 2012 ist vom Gesetzgeber keinerlei spezielle Evaluationspflicht vorgesehen.

1927 Vgl. § 64f Nr. 6 lit. b) lit. cc) EEG 2012.

1928 § 64f Nr. 6 lit. b) lit. aa) EEG 2012.

1929 Siehe hierzu nochmals Abschnitt C.VI.6.b.)aa.), S. 204.

Demnach verfügt die Direktvermarktung über keinerlei eigene Instrumente zur Evaluation der Förderfortschritte.

bb.) EEG-Erfahrungsbericht nach § 65 EEG 2012

Um eine Evaluation bezogen auf die Förderfortschritte im Rahmen der Direktvermarktung durchzuführen, verbleibt demnach lediglich ein Rückgriff auf die allgemeinen Evaluationsinstrumente des EEG. Insoweit kommt zunächst der Erfahrungsbericht nach § 65 EEG 2012 in Betracht.

Der EEG-Erfahrungsbericht müsste hierfür jedoch überhaupt inhaltlich einschlägig sein. Als dessen „übergeordneter Zweck“¹⁹³⁰ wird unter anderem die Evaluation der getroffenen gesetzgeberischen Maßnahmen angeführt.¹⁹³¹ Zwingender Inhalt des Erfahrungsberichts ist ausgehend von der Gesetzesbegründung des EEG 2009 der „Grad der Marktdurchdringung“¹⁹³² sowie die gegebenenfalls zu tätigenden „Hinweise auf die Notwendigkeit zur Anpassung der Höhe der Vergütungssätze einschließlich der Degression [...]“¹⁹³³.¹⁹³⁴ Da hiervon unter anderem auch „das gesamte wirtschaftliche Umfeld der Erneuerbaren Energien“¹⁹³⁵ umfasst ist,¹⁹³⁶ muss dies erst recht auch für den Stand der Marktintegration der erneuerbaren Energien respektive diese selbst gelten. So wurde gerade im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts 2011 die Markt-, Netz- wie auch Systemintegration der erneuerbaren Energien in den inhaltlichen Mittelpunkt gerückt.¹⁹³⁷ Dies wiederum bedeutet, dass der EEG-Erfahrungsbericht auch die Förderung der Marktintegration

1930 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 2.

1931 Siehe *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 2, dort wird auch die „Dokumentation der vergangenen Entwicklung“ (ebenda) und die damit verbundenen „Empfehlungen an den Gesetzgeber [...]“ (ebenda) wie auch an weitere Adressaten genannt, siehe ebenda; *Salje*, EEG 2012, § 65 Rn. 1.

1932 BT-Drs. 16/8148, S. 76.

1933 BT-Drs. 16/8148, S. 76.

1934 *Schomerus* in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 19; *Salje*, EEG 2012, § 65 Rn. 3.

1935 *Schomerus* in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 20.

1936 *Schomerus* in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 20; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 65 Rn. 7.

1937 *Schomerus* in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 65 Rn. 20; siehe insoweit gerade *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 11 ff.

durch das neu implementierte respektive deutlich ausgeweitete System der Direktvermarktung beinhalten muss.

Führt man sich weiter vor Augen, dass im Rahmen der Direktvermarktung – wie auch im Rahmen der Mindestvergütung – finanzielle Fördermittel (unmittelbar oder mittelbar) ausgeschüttet werden und somit eine inhaltliche Übereinstimmung mit der Mindestvergütung vorherrscht, muss das Vorgenannte erst recht gelten. Insofern sind nicht nur die Fördersätze der Mindestvergütung, sondern erst recht auch die der Direktvermarktung (zumindest mittelbar) zu evaluieren. Die Marktprämie ist als führendes Direktvermarktungsinstrument gerade mit der Mindestvergütung inhaltlich über § 33h EEG 2012 verwoben.¹⁹³⁸ Die Mindestvergütungsförderung findet also ihre Entsprechung in der prämierten Direktvermarktung.

Trotz der inhaltlichen Einschlägigkeit des EEG-Erfahrungsberichts weist das Instrument des EEG-Erfahrungsberichts einen entscheidenden Makel auf. Die Pflicht¹⁹³⁹ zur Anfertigung des EEG-Erfahrungsberichts setzt nämlich ein sehr weites zeitliches Intervall fest. So ist der Erfahrungsbericht zum EEG 2012 erstmals¹⁹⁴⁰ zum 31.12.2014 vorzulegen und danach grundsätzlich ‚nur‘ im Vier-Jahres-Turnus, vgl. § 65 EEG 2012.¹⁹⁴¹ Dem steht jedoch gegenüber, dass die novellierte Direktvermarktung bereits mit dem Inkrafttreten der EEG-Reform am 1.1.2012 zur Anwendung kommt.¹⁹⁴² Damit besteht zwischen der erstmaligen (möglichen) Anwendung der Direktvermarktung und der ersten Evaluation ein Zeitraum von drei Jahren. Ein solcher Zeitraum ist vollkommen ungeeignet, um auf Förderfortschritte und Marktveränderungen im Kontext der Direktvermarktung kurzfristig und ‚unmittelbar‘ reagieren zu können. Es lassen sich damit insgesamt nur tiefgreifende, vollkommene Systemanpassungen oder -wechsel vollziehen, nicht jedoch die notwendigen Korrekturen an den jeweils anzutreffenden Förderfort-

1938 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.3.a.), S. 291 f.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33h Rn. 5 f.

1939 So bereits *Oschmann*, in: *Danner / Theobald*, Energierecht, EEG 2012, § 65 Rn. 7; *Vollprecht*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 65 Rn. 24.

1940 *Salje*, EEG 2012, § 65 Rn. 2.

1941 Zum EEG-Erfahrungsbericht sei insgesamt ausführlich verwiesen auf *Salje*, EEG 2012, § 65 Rn. 2 ff. sowie *Schomerus* in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 65 Rn. 1 ff.

1942 Vgl. BGBl. I S. 1678 vom 4. August 2011, Art. 13 Abs. 1.

schritt. Der EEG-Erfahrungsbericht scheidet ergo als geeignetes Evaluationsinstrumentarium des Direktvermarktungs- und Marktintegrationsfortschritts (allein bereits auf Grund seines zeitlichen Intervalls) aus.

cc.) EEG-Monitoringbericht nach § 65a EEG 2012

Als weiteres Evaluationsinstrument kommt der neu eingeführte Monitoringbericht nach § 65a EEG 2012 in Betracht. Dieser ist zwar immerhin erstmals bis zum 31.12.2012 zu erstellen (gewesen) und danach einem annuellen Zyklus unterworfen.¹⁹⁴³ Gleichwohl wird auf Grund des genannten Jahresturnus eine zeitlich insgesamt kurzfristige und ‚unmittelbare‘ Reaktion auf die auftretenden Fortschritte selbst bei bestmöglicher Ausgestaltung der Anpassungsmechanismen noch immer nur bedingt möglich sein. Der Zeitraum der Feststellung der möglichen Förderfortschritte und der stattfindenden Evaluation wird oft (immer noch) zu lang sein, um vollständig effektive Anpassungen vorzunehmen. Gleichwohl darf – was dies betrifft – nicht verdrängt werden, dass die Überwachung derartiger integrativer Mechanismen (und die damit verbundenen Auswirkungen auf Markt und Wettbewerb) wohl meist „eine[r] kaum zu leistende[n] permanenten] wissenschaftliche[n] Begleitbegutachtung“¹⁹⁴⁴ bedürfen.¹⁹⁴⁵ Andererseits dürfen wiederum die Risiken jeglicher marktintegrativer Fehlsteuerung und / oder Überförderung nicht verdrängt werden.

Die vorgenannte Problematik kommt jedoch erst gar nicht zum Tragen, da der Monitoringbericht inhaltlich lediglich auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und die prozentualen Ziele nach § 1 Abs. 2 EEG 2012 limitiert ist.¹⁹⁴⁶ Nach der Gesetzesbegründung soll er sich gerade nicht mit den jeweiligen Vergütungssätzen und deren Anpassung befassen,¹⁹⁴⁷ und somit erst recht auch nicht mit der Prämienvergütung sowie den sonstigen auszuschüttenden Fördermitteln im Kontext der Direktvermarktung. Der Monitoringbericht nach § 65a EEG 2012 ist dementsprechend ebenfalls nicht das geeignete Evaluationsmittel.

1943 Vgl. § 65a S. 1 EEG 2012.

1944 *Salje*, EEG 2012, § 65a Rn. 2.

1945 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 65a Rn. 2.

1946 *Salje*, EEG 2012, § 65a Rn. 2; vgl. § 65a S. 1 EEG 2012.

1947 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 184; zitiert bei *Salje*, EEG 2012, § 65a Rn. 3.

dd.) Berichterstattung nach § 63 EnWG

Schließlich verbleibt nur noch der Rückgriff auf die allgemeinen Evaluationsinstrumente des Energiewirtschaftsgesetzes. Insofern sind in § 63 EnWG verschiedene Berichterstattungspflichten geregelt. Diese betreffen unter anderem „den Netzausbau, den Kraftwerkszubau und Ersatzinvestitionen sowie Energieeffizienz und die sich daraus ergebenden Herausforderungen“¹⁹⁴⁸ (§ 63 Abs. 1 EnWG), die „bei dem Monitoring der Versorgungssicherheit nach § 51 im Bereich der leitungsgebundenen Elektrizitätsversorgung gewonnenen Erkenntnisse und etwaige getroffene oder geplante Maßnahmen“¹⁹⁴⁹ (§ 63 Abs. 1a EnWG) sowie die Tätigkeit der Bundesnetzagentur (§ 63 Abs. 3 EnWG). Diese umfassen inhaltlich jedoch nicht die Markt- und Systemintegration, sodass die vorgesehenen Berichtspflichten nicht einschlägig sind. Gleiches gilt für die (zugrunde liegenden) Monitoringpflichten nach § 35 und § 51 des EnWG.

Darüber hinaus sind im Rahmen der Berichtspflichten Zeiträume von grundsätzlich über einem Jahr vorgesehen,¹⁹⁵⁰ was wiederum einer entsprechenden Eignung entgegensteht. Lediglich im Rahmen des Monitorings nach § 35 und § 51 EnWG kann von einer permanenten Überwachung ausgegangen werden. Die Instrumente des EnWG scheiden damit ebenfalls aus.

ee.) Zwischenergebnis und Verbesserungsbedarf

Nach den vorangegangenen Ausführungen besteht damit keine gesetzliche Pflicht zur Evaluation der Direktvermarktung innerhalb kurzer zeitlicher Intervalle. Es verbleibt lediglich die allgemeine Pflicht zur Erstellung des langfristig angelegten EEG-Erfahrungsberichts nach § 65 EEG. In diesem Kontext darf dennoch nicht vernachlässigt werden, dass dem vorgenannten Bericht grundsätzlich eine Vielzahl von Forschungsvorhaben zugrunde liegen.¹⁹⁵¹ Dies zeigt sich schon an der durchgeführten

1948 § 63 Abs. 1 S. 1 EnWG.

1949 § 63 Abs. 1a EnWG.

1950 Vgl. § 63 Abs. 1, Abs. 1a und Abs. 3 EnWG.

1951 Vgl. insoweit *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG, § 65 Rn. 1.

Anpassung der Managementprämie, welche ohne derartige Vorhaben¹⁹⁵² sonst erst im Jahr 2015 hätte durchgeführt werden können. Demnach erfolgt anscheinend unabhängig von den gesetzlichen Pflichten dennoch eine gewisse, gegebenenfalls sogar stetige Überwachung. Über die hierbei zugrunde liegenden Intervalle und Kriterien der Maßnahmen können aber mangels entsprechender Informationen keine genauen Angaben getroffen werden.

Insgesamt wäre eine genaue gesetzliche Festlegung von Evaluations- und Berichtsintervallen zur permanenten Überwachung der Förderentwicklung und Entwicklung der Marktintegration unabhängig von gegebenenfalls politischen Brisanz und Tagesaktualitäten gleichwohl dringend erforderlich. Ansonsten besteht die Gefahr, dass (gegebenenfalls) erforderliche Anpassungen erst zu spät oder sogar gar nicht durchgeführt werden. Dies macht damit entweder eine permanente Berichtspflicht und / oder die Beauftragung respektive Installation einer Überwachungsstelle erforderlich. Nur so kann dem genannten Kriterium der stetigen Evaluation letztlich vollumfänglich Rechnung getragen werden. Gleichzeitig würden damit den Anforderungen an eine transparente wie auch gegebenenfalls vorausschaubare Anpassung der Fördersätze und -instrumente genügt, was wiederum der Investitionssicherheit insgesamt zuträglich wäre.

f.) Evaluationsfähigkeit der Direktvermarktung

Bevor die Untersuchung der (Selbst-)Lernfähigkeit abgeschlossen werden kann, ist zumindest in Grundzügen noch die generelle Evaluationsfähigkeit der Direktvermarktung zu evaluieren. Diese stellt eine weitere – und zugleich die letzte – Voraussetzung der Selbstlernfähigkeit eines Fördersystems dar.¹⁹⁵³

Insoweit ist anzumerken, dass die Direktvermarktung grundsätzlich in drei Formen aufgeteilt ist,¹⁹⁵⁴ sowie umfangreiche Meldepflichten

1952 Vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 10; Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a., Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 1 ff.

1953 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.6.b.)aa.), S. 204.

1954 Vgl. § 33b Nr. 1 bis 3 EEG 2012; siehe anstatt vieler Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 382] sowie Altrock / Oschmann, in: Altrock /

gegenüber den jeweiligen Netzbetreibern vorsieht¹⁹⁵⁵. Die Evaluation kann damit getrennt nach den Direktvermarktungsformen und den eingesetzten Instrumenten erfolgen. Darüber hinaus sind gemäß § 33c Abs. 2 Nr. 3 und 4 EEG 2012 weitere Anforderungen an die Messung und Bilanzierung aufgestellt worden. Hierbei ist für jede Förderform (§ 33b Nr. 1 oder 2 EEG 2012) ein eigener (Unter-)Bilanzkreis erforderlich.¹⁹⁵⁶ Zwar dienen diese Vorschriften primär der Überwachung und Missbrauchsvermeidung.¹⁹⁵⁷ Gleichzeitig bieten sie auf Grund der Masse der diesbezüglich zu erhebenden Daten in Kombination mit den sonstigen Weitergabe-, Erhebungs- und Veröffentlichungspflichten der §§ 45 ff. EEG 2012¹⁹⁵⁸ wie auch den weiteren Regelungen der Direktvermarktung (zum Beispiel die Pflichten im Rahmen des Wechsels nach § 33d EEG 2012¹⁹⁵⁹) eine grundsätzlich weitreichende Grundlage zur Evaluation. Dies hat sich insbesondere und exemplarisch bereits im Parameter der Nutzung gezeigt, wobei anhand der durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Internetplattform *eeg-kwk.net* bereitgestellten Nutzungsdaten(reihen) bereits tiefergehende Analysen ermöglicht wurden.¹⁹⁶⁰ Insgesamt sei zur Evaluation und der Weitergabe

Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 17 und nochmals Abschnitt B.V. 4.a.), S. 106.

1955 Vgl. § 33d EEG 2012; siehe dazu ausführlich *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 6 ff. sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384] wie auch *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 8 ff.

1956 Vgl. BR-Drs- 341/11, S. 155.

1957 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 154 f.; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 13.

1958 Zu diesen Pflichten sei ausführlich verwiesen auf die Kommentierungen von *Salje*, EEG 2012, § 45 ff.; *Posser / Altenschmidt*, in: in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, §§ 45 ff.; *Kachel*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 45 ff.

1959 Insoweit bezweckt beispielsweise die Anzeige der Formenwahl i.R.d. § 33d Abs. 1 EEG 2012 „schneller und präziser [zu erkennen], welche Vermarktungswege von den [...] Anlagenbetreibern gewählt werden“ (BR-Drs. 341/11, S. 156), ebenda; so bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 61.

1960 Siehe insoweit nochmals Abschnitt D.I.2., S. 260 ff. Umgekehrt war im Rahmen der Untersuchung des vorangegangenen Kostenparameters zu verzeichnen, dass die nach § 7 Abs. 1 AusglMechV zu veröffentlichende Übersicht des EEG-Kontos (zum Beispiel für das Jahr 2012, *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV), Folie 1,

von derartig erhobenen Daten jedoch anzumerken, dass stets die datenschutzrechtlichen Anforderungen und Grundsätze strikt eingehalten werden müssen.¹⁹⁶¹ Inwieweit dies der Fall ist und inwieweit die geschaffenen Kompetenzen datenschutzrechtlich genügen, soll jedoch im Rahmen dieser Dissertation außer Betracht bleiben.

Insgesamt bietet die Direktvermarktung somit zwar ein weitreichendes Evaluationspotenzial. Dieser Tatsache hat der Gesetzgeber im Rahmen der Normierung jedoch nicht entsprechend Rechnung getragen. Der Gesetzgeber setzt anscheinend (lediglich) auf die Zuhilfenahme entsprechender Forschungsvorhaben. Aus Gründen einer schnellen und einheitlichen Evaluierbarkeit wäre es jedoch empfehlenswert, zumindest im Rahmen der Gesetzesbegründung entsprechende Evaluationskriterien festzulegen. Diese würden eine stets vergleichbare Messung seitens des Gesetzgebers ermöglichen. Gleichwohl kann eingewandt werden, dass einmal festgesetzte Maßstäbe zur weiteren Evaluation immer wieder herangezogen werden können.

Somit ist die evaluative Ausgangslage und die sich daraus ergebende Möglichkeit ohne weitere Zusatzarbeit im Rahmen von Forschungsvorhaben jedoch von vornherein stark begrenzt.

4. Ergebnis des Parameters

In Gesamtschau der bisherigen Untersuchung bietet die prämierte Direktvermarktung zwar gewisse Ansatzpunkte, Anpassungen im Rahmen der einzelnen Förderinstrumente durchzuführen. Die sich hieraus

keinen tiefergehenden Zugang zu den Zahlungen und Kostenentstehungen im Bereich der einzelnen Marktprämie und Flexibilitätsprämie nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 gaben. Dies ist dabei den Anforderungen von § 3 Abs. 4 Nr. 1a AusglMechV geschuldet. Auf welche Daten im Rahmen der Evaluation seitens des Gesetzgebers letztlich zurückgegriffen wird – und welche Grenzen durch datenschutzrechtliche Vorschriften gesetzt werden –, kann und soll vorliegend nicht weiter vertieft werden.

- 1961 Vgl. insoweit *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 8 zum „EDV-Verfahren“ (ebenda) der Wechselmitteilung sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 5; vertiefend zu den datenschutzrechtlichen Anforderungen im Rahmen des Verfahrens nach § 33d Abs. 3 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 7; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 11 ff.

ergebenden Möglichkeiten sind dabei jeweils einfach-gesetzlichen wie auch verfassungsrechtlichen Grenzen unterworfen. Gleichzeitig ließen sich entscheidende Mängel im Kontext der Vornahme und Pflichten zur Evaluation identifizieren. Diese können auch durch die abseits der EEG-Verpflichtungen durchgeführten Evaluationsmaßnahmen seitens des BMU respektive der Bundesregierung nicht abgestellt werden. Dies rührt vor allem daher, dass diese keiner Verpflichtung und einer sich daraus ergebenden Kontinuität unterworfen sind. So können die sich daraus ergebenden Unsicherheiten insgesamt nicht ausreichend nivelliert werden.

Trotz dieser vorhandenen Mängel im Bereich der Evaluation ist zumindest die generelle Möglichkeit, überhaupt entsprechende Anpassungen der Fördersätze vorzunehmen, grundsätzlich zu begrüßen. Dies gilt vor allem vor dem Hintergrund, dass es mit der Managementprämienverordnung (MaPrV) bereits zu einer tatsächlichen Anpassung der Managementprämie gekommen ist, mit welcher auf bestehenden Anpassungsbedarf reagiert wurde (insbesondere durch Absenkung der Fördersätze der Managementprämie; zudem durch Einführung der Fernsteuerbarkeit als zusätzliches Differenzierungskriterium der Fördersätze).¹⁹⁶² Insgesamt wird die attestierbare Anpassungsfähigkeit – sowie erst recht die vorgenommene Anpassung – noch weiter aufgewertet, soweit man vergleichend berücksichtigt, dass im Rahmen der Mindestvergütung – abseits der Degression und der in § 64f Nr. 2 EEG 2012 implementierten Möglichkeit zum Anreizen bedarfsgerechter(er) Einspeisung respektive Lastverlagerungen im Kontext steuerbarer, nicht-fluktuierender Energieträger (insbesondere Biomasse) ¹⁹⁶³ – grundsätzlich¹⁹⁶⁴ keine Begrenzungs- respektive Anpassungsmöglichkeiten vorgesehen sind. Es wird insofern ein generell starrer Satz über den gesamten Vergütungszeitraum („von 20 Kalenderjahren zuzüglich des

1962 Vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 1 ff. [insb. S. 14 f.]; dazu *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 21 f.; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 44 ff.; *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 16 ff.

1963 BR-Drs. 341/11, S. 182; *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 64f Rn. 9.

1964 Eine Ausnahme bildet insoweit lediglich die Deckelung im Bereich der Solarenergie.

Inbetriebnahmejahres¹⁹⁶⁵) gezahlt.¹⁹⁶⁶ Somit ist eine ‚unmittelbare‘ Nachjustage im Bereich der bereits ‚laufenden‘ Mindestvergütung in allen Bereichen (Voraussetzungen, Vergütungshöhe, Vergütungsdauer¹⁹⁶⁷ etc.) – insbesondere auf Grund der verfassungsrechtlich gesteckten Grenzen¹⁹⁶⁸ – grundsätzlich unmöglich.

Insgesamt weist das Fördersystem damit nur eine beschränkte Lernfähigkeit auf. Es erfüllt demnach nicht den Faktor der ‚vollkommenen‘ Selbstlernfähigkeit.

IV. Vermeidung überkomplexer Systeme

Die prämierte Direktvermarktung und die ihrerseits implementierten Instrumente müssten ebenfalls dem Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme genügen. Dafür ist vor allem eine möglichst einfache, zudem gut strukturierte und systematische Ausgestaltung entscheidend.¹⁹⁶⁹ Zur Bewertung des vorgenannten Kriteriums sind sowohl die allgemeine und besondere gesetzliche Konzeption wie auch die Ausgestaltung der Förderinstrumente (Bemessung der Fördermittel) zu berücksichtigen.

1. Deutliche Steigerung der Vorschriftentiefe und der Komplexität

Betrachtet man die im Gesetz anzutreffende Ausgestaltung der Direktvermarktung zunächst im Allgemeinen, so wird auf den ersten Blick eine sehr weite und umfangreiche Normierung deutlich. Wo im Rahmen der Vorgängernovelle mit § 17 EEG 2009 noch eine einzige Norm mit drei Absätzen anzutreffen war, so enthält das EEG 2012 mit den § 33a bis § 33i hingegen nun insgesamt neun Einzelnormen mit bis zu fünf

1965 § 21 Abs. 2 S. 1 EEG 2012; zur Vergütungsdauer sei insgesamt nochmals ausführlich auf *Salje*, EEG 2012, § 21 Rn. 23 ff. verwiesen.

1966 *Salje*, EEG 2012, § 20a Rn. 6; vgl. §§ 16, 18 ff. EEG 2012.

1967 Siehe hierzu *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 43 ff.

1968 Ausführlich und vertiefend dazu *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 8 ff.; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 43 ff.

1969 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.3., S. 191; vgl. *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13.

Absätzen. Der neue Vorschriftenkanon unterteilt sich nach der Gesetzes-systematik in den Abschnitt 1 „Allgemeine Vorschriften“¹⁹⁷⁰ und Abschnitt 2 „Prämien für die Direktvermarktung“¹⁹⁷¹.¹⁹⁷² Es ergibt sich damit also ein allgemeiner (§ 33a bis § 33f EEG 2012) sowie ein besonderer Teil (§ 33g bis § 33i EEG 2012).¹⁹⁷³ Der allgemeine Teil setzt dabei die generellen Voraussetzungen und Formen der Direktvermarktung als Grundgerüst fest,¹⁹⁷⁴ wohingegen der besondere Teil die Vorschriften über die Markt- und Flexibilitätsprämie beinhaltet¹⁹⁷⁵ und (diese Instrumente) einer entsprechenden Regulierung unterwirft. Hierbei ist aber zu beachten, dass sich die gesetzlichen Festsetzungen zur (prämiierten) Direktvermarktung jedoch nicht nur im genannten Teil 3a des EEG 2012 erschöpfen. Inhaltlich ergänzend kommen zu diesem noch die Anlagen 4 und 5 des EEG 2012 hinzu, welche die Modalitäten der Berechnung der Markt- wie auch Flexibilitätsprämie ausgestalten und im Detail regeln¹⁹⁷⁶.

Dies zeigt deutlich, dass mit der Novellierung der Direktvermarktung (bereits jetzt) ein unmittelbarer wie auch signifikanter Anstieg an Regelungstiefe und Komplexität attestierbar ist. Dies gilt vor allem unter dem Gesichtspunkt, dass jede einzelne der in Teil 3a befindlichen Normen im gerundeten rechnerischen Durchschnitt sogar genau so viele Absätze aufweist wie damals § 17 EEG 2009 insgesamt – nämlich jeweils drei.¹⁹⁷⁷

1970 Teil 3a Abschnitt 1 EEG 2012.

1971 Teil 3a Abschnitt 2 EEG 2012.

1972 So bereits *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 6.

1973 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 152, wobei die Gesetzesbegründung dahingegen von „allgemeinen Bestimmungen“ (BR-Drs. 341/11, S. 152) und „besonderen Förderbestimmungen“ (BR-Drs. 341/11, S. 152) spricht; so bereits *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

1974 BR-Drs. 341/11, S. 152; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

1975 BR-Drs. 341/11, S. 152; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 10.

1976 Vgl. dazu gerade BR-Drs. 341/11, S. 158 ff. und S. 191; vgl. unter diesem Aspekt zur Berechnung der Marktprämie nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff. und zur Flexibilitätsprämie auf Abschnitt D.II.5., S. 308 ff. sowie *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11 ff.]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 12 ff. sowie § 33i Rn. 10 f.; so bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 1 und *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 1.

1977 Auf die neun Vorschriften des Teil 3a entfallen insgesamt 26 Absätze (Normen ohne Absatz wurden dabei als ein Absatz gezählt). Im Durchschnitt ergibt sich insoweit eine Absatzanzahl von 2,88 Absätzen pro Norm.

2. § 33c EEG 2012 als Beispiel insgesamt gesteigerter Komplexität

Verlässt man diese allgemeine Ebene der Betrachtung und untersucht die einzelnen Vorschriften des Teils 3a EEG 2012, so fällt unter anderem unmittelbar die Norm des § 33c EEG 2012 in das Auge des Betrachters. Sie weist insoweit einen verhältnismäßig großen Umfang auf. Betrachtet man weitergehend die in dieser Regelung festgesetzten allgemeinen Pflichten¹⁹⁷⁸ von sowohl geförderter¹⁹⁷⁹ (wie auch nicht-geförderter¹⁹⁸⁰) Direktvermarktung, so vertieft sich der Ersteindruck der stark gestiegenen Komplexität nochmals deutlich. Dies rührt schon daher, dass die genannte Regelung die im Rahmen der Mindestvergütung (bereits) einzuhaltenden Pflichten wieder aufgreift beziehungsweise sie auf die Direktvermarktung ausdehnen soll.¹⁹⁸¹ Dies führt im Ergebnis jedoch zu einer systematisch äußerst ungünstigen Duplierung der Voraussetzungen.¹⁹⁸² So ist bei der geförderten Direktvermarktung beispielsweise unter anderem die (vorherige) Ausstattung mit einer technischen Einrichtung i.S.d. § 6 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 EEG 2012 notwendig (§ 33c Abs. 2 Nr. 2 EEG 2012), was es aber sowieso bei jeglichen „Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt“¹⁹⁸³ gemäß § 6 Abs. 1 EEG 2012 zu erfüllen gilt.¹⁹⁸⁴ Lediglich kleinere Anlagen sowie Bestandsanlagen können demzufolge von dieser „Nachrüstpflicht“¹⁹⁸⁵ praktisch betroffen sein,¹⁹⁸⁶ soweit sie an der (geförderten¹⁹⁸⁷) Direktvermarktung überhaupt teilnehmen möchten.¹⁹⁸⁸

1978 BR-Drs. 341/11, S. 153.

1979 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 11.

1980 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382].

1981 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 1.

1982 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 1.

1983 § 6 Abs. 1 EEG 2012.

1984 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9]; vgl. zudem *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 1; siehe *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 11 sowie *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 8.

1985 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 12].

1986 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 383]; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 12].

1987 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 383].

1988 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 12]; vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9].

Über die genannten Voraussetzungen hinaus werden weitere Pflichten an den Anlagenbetreiber gestellt: So ist eine permanente, 15-minütig aufgelöste Messung und Bilanzierung der Ist-Einspeisung durchzuführen (§ 33c Abs. 2 Nr. 3 EEG 2012).¹⁹⁸⁹ Außerdem muss die Bilanzierung gemäß § 33c Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012 sogar je nach Förderform in separaten (Unter-)Bilanzkreisen erfolgen.¹⁹⁹⁰ Es ist im Falle der Aufteilung auf mehrere Förder- respektive Direktvermarktungsformen (anteilige Direktvermarktung) damit sogar eine ‚doppelte Bilanzierung‘ erforderlich.¹⁹⁹¹ Insofern wird allein durch die (teilweise) Betrachtung des Pflichtenkatalogs von § 33c EEG 2012 deutlich, dass die Direktvermarktung im Gegensatz zur Mindestvergütung erhöhte Anforderungen stellt.

3. Gesteigerte Komplexität als Gesamterscheinung – die Regelung des § 33d EEG 2012

Bereits bei der (exemplarischen) Betrachtung des Vorgenannten hat sich sehr deutlich gezeigt, dass die Direktvermarktung insgesamt einer starken – in der Literatur sogar besser gesagt als „überstreng[.]“¹⁹⁹² bezeichneten – Regulierung¹⁹⁹³ unterworfen worden ist,¹⁹⁹⁴ und stark bürokratisch ausgestaltet wurde.¹⁹⁹⁵ Hierin liegt auch die enorm gesteigerte Komplexität der Direktvermarktung begründet.

1989 BR-Drs. 341/11, S. 154; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 12; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 9; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 17.

1990 BR-Drs. 341/11, S. 155; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 13; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 10; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 18.

1991 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 155; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7 ff.]; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 13; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 10.

1992 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

1993 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

1994 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

1995 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 12, der insoweit die Berechnung der Marktprämie als „äußerst bürokratisches System (ebenda)“ beschreibt.

Das insofern gezeichnete Bild setzt sich auch in den übrigen Vorschriften fort: So sind beispielsweise in § 33d EEG 2012 die „Wechselmodalitäten zwischen den verschiedenen Förder- und Vermarktungsformen“¹⁹⁹⁶ nun deutlich detailreicher aufgefächert.¹⁹⁹⁷ Dies ist vor allem auf die Ausbreitung der Direktvermarktung auf mehrere Einzelformen zurückzuführen und führt wiederum automatisch zu gesteigerten Anforderungen an die Anlagenbetreiber als Fördersystemnutzer. Das gilt vor allem unter dem Aspekt, wenn man nicht auf das im Rahmen der ökonomischen Analyse des Rechts herangezogene¹⁹⁹⁸ Modell des homo oeconomicus abstellt, sondern vielmehr das innerhalb der Neuen Institutionenökonomik vertretene Modell der „beschränkte[n] Rationalität“¹⁹⁹⁹ heranzieht.²⁰⁰⁰ In diesem Falle, und der sodann auf Seiten der Akteure unter anderem zu verzeichnenden mangelnden Allwissenheit und gleichzeitig bestehenden Problemen bei der Informationsverarbeitung („eingeschränkte Rationalität“²⁰⁰¹ nach *Simon*),²⁰⁰² können die deutlich erweiterten Pflichten und Anforderungen tatsächliche Hemmnisse zur Teilnahme am Fördersystem darstellen. Insoweit wird die insgesamt bestehende Komplexität der Teilnahme am Strommarkt noch nicht einmal berücksichtigt.

Gleichwohl ist es in diesem Kontext des § 33d EEG 2012 als grundsätzliche Vereinfachung zumindest zu begrüßen, dass zukünftig für die

1996 *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

1997 *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

1998 Vgl. *Richter / Furubotn*, Neue Institutionenökonomik, S. 4, wobei insoweit jedoch lediglich von „vollkommener individueller Rationalität“ (ebenda) abgestellt wird; siehe vor allem Abschnitt C.II.2.a.)aa.), S. 166 f.

1999 *Voigt*, Institutionenökonomik, S. 22.

2000 Vgl. *Voigt*, Institutionenökonomik, S. 22 f.; *Richter / Furubotn*, Neue Institutionenökonomik, S. 2 ff.

2001 *Simon*, Models of Man, S. 198, wo dies im Originaltext als „bounded rationality“ (ebenda) beschrieben wird; übersetzt von *Richter / Furubotn*, Neue Institutionenökonomik, S. 5.

2002 Siehe *Simon*, Models of Man, S. 198; *Richter / Furubotn*, Neue Institutionenökonomik, S. 5.

Vornahme des Wechsels ein „einheitliche[s], massengeschäftstaugliche[s] Verfahren [...] für die vollständig automatisierte elektronische Übermittlung und Nutzung der Meldungsdaten“²⁰⁰³ seitens der Netzbetreiber spätestens ab dem 1.1.2013 eingeführt werden soll.²⁰⁰⁴ Dieses soll einen „möglichst effiziente[n] Datenabgleich“²⁰⁰⁵ ermöglichen respektive garantieren.²⁰⁰⁶ Für die Anlagenbetreiber ist in Absatz 4 zugleich ein entsprechender Nutzungszwang vorgesehen.²⁰⁰⁷ Der Zugang und die Bedienerfreundlichkeit innerhalb der Direktvermarktung könnten damit zumindest in diesem Teilbereich entsprechend verbessert werden.

4. Weitere Beispiele gesteigerter Komplexität

Als weitere Beispiele für die gesteigerte Komplexität und starke Regulierung²⁰⁰⁸ der Direktvermarktung können die gesamten übrigen Direktvermarktungsvorschriften, insbesondere § 33f, § 33g und § 33i EEG 2012 herangezogen werden.²⁰⁰⁹ So ist im Rahmen der (beibehaltenen und zugleich weiter ausgebauten Möglichkeit der) anteiligen Direktvermarktung beispielsweise gemäß § 33f Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012 die strikte jederzeitige Einhaltung der zuvor

2003 § 33c Abs. 3 S. 1.

2004 Vgl. § 33d Abs. 3 S. 1; BR-Drs. 341/11, S. 156; siehe dazu insgesamt *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 11 ff. sowie *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33d Rn. 7 und *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 66 f. wie auch *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33d Rn. 15 ff.

2005 BR-Drs. 341/11, S. 156.

2006 BR-Drs. 341/11, S. 156; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33d Rn. 7; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 66; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33d Rn. 15.

2007 *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 10; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 5; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33d Rn. 8; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 66.

2008 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

2009 Insofern wird § 33b in der Literatur als „Ausdruck einer (überstrengen?) Regulierung der Direktvermarktung“ (*Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1) bezeichnet, siehe ebenda.

gewählten Vermarktungsanteile nachweislich erforderlich,²⁰¹⁰ wobei jegliche Verstöße mit eklatanten Sanktionen belegt sind.²⁰¹¹ Ebenfalls sieht § 33i EEG 2012 eine Vielzahl an Voraussetzungen vor, deren Komplexität durch die in Anlage 5 geregelte Berechnung der auszuschüttenden Prämie noch weiter gesteigert wird. Dazu jedoch anschließend.

Hierbei kommt es in den jeweiligen Vorschriften jeweils auch zu entsprechenden Verweisungen auf respektive Verknüpfungen mit den übrigen Normen des Teil 3a EEG 2012. Dies trägt wiederum dazu bei, dass die durch die reine Normenanzahl und deren Umfang begründete Regelungstiefe nochmals weiter gesteigert wird. Um jedoch die bisherige Darstellung der Regelungstiefe nicht noch weiter zu überfrachten, sei zur vertiefenden Auseinandersetzung mit dem Umfang der einzelnen Voraussetzungen der genannten Normen und deren Systematik insoweit auf die einschlägige kommentierende Literatur²⁰¹² verwiesen.

5. Berechnung der Markt- und Flexibilitätsprämie

Neben der generellen Ausgestaltung der Direktvermarktung ist auch die Berechnung der einzelnen Prämien in die Untersuchung mit einzubeziehen. Auch diese ist für die (Über-)Komplexität des Gesamtsystems von Bedeutung.

a.) Berechnung der Marktpremie: Grundkonzept vs. tatsächliche Umsetzung

Insofern ist zunächst zu konstatieren, dass dem vom Gesetzgeber im Rahmen der Marktpremie gewählten Ausgestaltungsansatz zwar grundsätzlich ein einfaches und klares Konzept zugrunde liegt (Marktpremie als Differenz zwischen Mindestvergütung und Marktwert

2010 *Salje*; EEG 2012, § 33f Rn. 9; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33f Rn. 6; vgl. § 33f Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012.

2011 *Salje*; EEG 2012, § 33f Rn. 9; siehe zudem *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385].

2012 *Salje*, EEG 2012, § 33f Rn. 1 ff., § 33g Rn. 1 ff. und § 33i Rn. 1 ff.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385 ff.]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33f Rn. 1 ff., 33g Rn. 1 ff. und 33i Rn. 1 ff.

zuzüglich eines ‚Vermarktungskostenausgleichs‘)²⁰¹³. Die Einfachheit und Klarheit dieses Konzepts konnte im Rahmen der gesetzlichen Ausgestaltung jedoch nicht vollständig durchgehalten werden. Vielmehr offenbart sich (die Marktprämie) insoweit (als) ein „äußerst bürokratisches System“^{2014, 2015}. So nimmt die Berechnung der Marktprämie insbesondere gewisse ‚Umwege‘ und Zwischenschritte in Kauf, die sich aus dem ursprünglichen Grundgedanken (Marktprämie als ‚einfacher‘ Differenzbetrag) so nicht sofort erwarten ließen. So ist insbesondere die Bestimmung des Referenzmarktwerts ‚ RW ‘ im Rahmen der Anlage 4 Nr.2 EEG 2012 recht umfänglich ausgefallen, wobei speziell die technologispezifische Korrektur im Rahmen der Bestimmung des Wertes ‚ MW ‘²⁰¹⁶ gewisse Unklarheiten und Schwierigkeiten aufwirft, vgl. exemplarisch Anlage 4 Nr. 2.2.2 EEG 2012.

Ergo ist diesbezüglich der Literatur zuzustimmen, welche die Berechnungsmethoden insbesondere auf Grund der fehlenden Ausführungen in der Gesetzesbegründung einerseits als „aus juristischer Sicht [...] nicht immer leicht nach[vollziehbar]“²⁰¹⁷ hält,²⁰¹⁸ sowie andererseits hierin ein gewisses Problem- und Konfliktpotenzial zumindest für die Einführungsphase erblickt.²⁰¹⁹ Es stellen sich damit erst recht hohe Anforderungen für den einzelnen Betreiber der jeweiligen EE-Erzeugungsanlage – vor allem, soweit man vom Modell der „beschränkte[n] Rationalität“²⁰²⁰ ausgeht.²⁰²¹ Diese Ergebnisse stehen wiederum nicht mit der Gesetzesbegründung zu Anlage 4 EEG 2012 in Einklang, wonach „[b]ei der Ausgestaltung der

2013 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 und S. 390]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; zur Berechnung der Marktprämie siehe nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

2014 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 12.

2015 Siehe vollkommen zu Recht *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 12.

2016 Siehe hierzu nochmals *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390 f.]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 17 f.]; sowie *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

2017 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 13.

2018 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 13; vgl. zudem *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 9.

2019 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 13.

2020 *Voigt*, *Institutionenökonomik*, S. 22.

2021 Zu diesem Modell sei verwiesen auf *Voigt*, *Institutionenökonomik*, S. 22 f.; *Richter / Furubotn*, *Neue Institutionenökonomik*, S. 2 ff.

Marktprämie [...] auf eine möglichst unbürokratische Berechnung geachtet [wurde]“²⁰²².

Als einziges Positivum könnte man dahingegen anführen, dass die Aufschlüsselung der Berechnung der Marktprämie in mehrere Stufen inklusive der einhergehenden Veröffentlichungspflichten nach Anlage 4 Nr. 3 EEG 2012²⁰²³ einen gewissen Grad an Transparenz erwarten lässt.²⁰²⁴ Die insofern zu attestierende Komplexität der Bemessung der Fördersätze könnte dabei vor allem auf die vom Gesetzgeber anscheinend anvisierte Differenzierung zurückzuführen sein. Doch nur soweit diese Differenzierung auch erfolgreich ist – eine grundsätzlich Notwendigkeit wurde ja im Rahmen der Herleitung offenbar²⁰²⁵ –, könn(t)en die aufgezeigten Einschränkungen und Negativa überhaupt entsprechend gerechtfertigt werden.²⁰²⁶ Darüber hinaus könnte das starke Aufsplitten zum Erzielen der Transparenz gegebenenfalls auch auf die allgemein angestrebte Missbrauchsvermeidung²⁰²⁷ zurückgeführt werden und demnach (ebenso) gerechtfertigt sein. Hierzu jedoch anschließend.²⁰²⁸ Grundsätzlich verstößt die Berechnung der Marktprämie damit gegen das Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme.

b.) Berechnung der Flexibilitätsprämie

Fraglich ist, ob und inwiefern die Flexibilitätsprämie dem Grundsatz der Vermeidung überkomplexer Systeme im Wege ihrer Bemessung genügen

2022 BR-Drs. 341/11, S. 191.

2023 Die Veröffentlichungspflicht der jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber ergibt sich dabei genauer gesagt aus § 48 Abs. 3 Nr. 1 i.V.m. Anlage 4 Nr. 3 EEG 2012, siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391] sowie zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 112 und *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 35; zur Veröffentlichungspflicht ausführlich *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 58 ff.

2024 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 191; vgl. zudem *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 5 sowie *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 112 und *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 35.

2025 Siehe nochmals Abschnitt C.VII.7., S. 235 ff.

2026 Siehe dazu Abschnitt E.VII.4.c.), S. 568.

2027 Vgl. insoweit allgemein BR-Drs. 341/11, S. 153 f.

2028 Siehe Abschnitt D.V.1, S. 382 ff. sowie D.V.4, S. 397 f.

kann. Die Berechnung der Flexibilitätsprämie erfolgt – wie dargestellt – über die in Anlage 5 Nr. 2.1 EEG 2012 festgesetzte Formel, wobei insbesondere für die Bestimmung des Wertes P_{Zusatz} wiederum ein Zwischenschritt unternommen werden muss.²⁰²⁹ Die insoweit zunächst recht einfache und klar strukturierte Ausgangsformel erfährt durch den genannten Zwischenschritt jedoch einen gewissen Tiefgang.²⁰³⁰ Dies rührt einerseits von den vorgesehenen Begrenzungen, andererseits von der vorzunehmenden Korrektur im Rahmen der Bestimmung von P_{Zusatz} her.²⁰³¹ Hierbei kann vor allem negativ angelastet werden, dass die Gesetzesbegründung zur Bemessung der Flexibilitätsprämie keine „zweckdienlichen Erläuterungen“²⁰³² bereithält.²⁰³³

Im Vergleich mit der Marktpremie ist die Berechnungsweise der Flexibilitätsprämie jedoch deutlich klarer und einfacher ausgestaltet. Dies ist dabei vor allem darauf zurückzuführen, dass im Bereich der Flexibilitätsprämie lediglich eine Erzeugungsart (Biogas) gefördert wird,²⁰³⁴ wohingegen die Marktpremie grundsätzlich allen vom EEG geförderten Erzeugungsarten zur Verfügung steht.²⁰³⁵ Im Rahmen der Bewertung ihrer

2029 Siehe zur Berechnung der Flexibilitätsprämie nochmals *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 1 und Rn. 5 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 10 ff.; sowie Abschnitt D.II.5., S. 308 ff.

2030 Vgl. insoweit bereits *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 2, der die Berechnung der Flexibilitätsprämie allgemein als „im Einzelfall komplex[.]“ (ebenda) bezeichnet.

2031 Vgl. zur Berechnung nochmals *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 5 Rn. 6 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 10 f.; sowie Abschnitt D.II.5.b.), S. 309.

2032 *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 11; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33i Rn. 5.

2033 *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 11; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33i Rn. 5.

2034 *Salje*, EEG 2012, 33g Rn. 1; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1; vgl. *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 10; vgl. insoweit § 33i Abs. 1 EEG 2012 („Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas [...]“); vgl. zudem BR-Drs. 341/11, S. 159.

2035 Siehe *Salje*, EEG 2012, 33g Rn. 1 sowie *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1, wobei jeweils auf den Anspruch der jeweiligen Anlagenbetreiber abgestellt wird; so ausdrücklich *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 34;

Komplexität ist zudem mit zu berücksichtigen, dass die Flexibilitätsprämie grundsätzlich nur kalenderjährlich bemessen wird,²⁰³⁶ wohingegen die Marktpremie einer monatlichen Berechnung unterliegt.²⁰³⁷ Die Anforderungsproblematik verschärft sich insoweit zu Lasten der Marktpremie. Die Flexibilitätsprämie zeichnet sich damit gegenüber der Marktpremie durch eine bessere Zugänglichkeit und eine geringere Komplexität aus.

6. Weiteres, Gesamtbild und Zwischenergebnis

Insgesamt ist damit festzuhalten, dass sich der jeweilige Anwender im Rahmen der Direktvermarktung mit einer Vielzahl von Vorschriften und zu erfüllenden Voraussetzungen konfrontiert sieht. Demzufolge ist die vorherrschende und derart gesteigerte Komplexität der Direktvermarktung und ihrer Förderinstrumente grundsätzlich als Hemmnis im Bereich der Zugänglichkeit, Einfachheit und Anwenderfreundlichkeit für den einzelnen Anlagenbetreiber wie auch Gesetzesanwender zu begreifen. Dies verschärft sich dabei auch durch den anscheinend mangelnden Willen des Gesetzgebers, mittels einer angemessenen und ausführlichen Gesetzesbegründung in allen (Teil-)Bereichen die vorherrschende Komplexität aufzuschlüsseln und dadurch die ‚unmittelbare‘ Zugänglichkeit zu steigern. In diesem Kontext soll noch nicht einmal auf das Auftreten etwaiger rechtlicher wie auch sonstiger Probleme und deren Lösung eingegangen werden.

Hat man dahingegen das System der Direktvermarktung und deren Prämien erst einmal durchdrungen, lässt sich sehr wohl eine gewisse, wenn auch längst nicht vollständig zufriedenstellende Systematik verzeichnen. Insbesondere im Rahmen der Prämienberechnung kann so ein relativ hoher Grad an Transparenz²⁰³⁸ bescheinigt werden. Von einer

Hinsch / Reshöft, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 10; siehe auch ebenda, Rn. 11 sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; vgl. zudem § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 („Anlagenbetreiber können für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas [...]“) vgl. ebenfalls BR-Drs. 341/11, S. 158.

2036 Vgl. § 33i Abs. 2 S. 1 EEG 2012.

2037 Vgl. § 33g Abs. 2 S. 1 EEG 2012.

2038 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 191; siehe zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 5.

„möglichst unbürokratische[n] Berechnung“²⁰³⁹, welche laut der Gesetzesbegründung im Rahmen der Marktprämie entsprechend berücksichtigend Eingang gefunden hat,²⁰⁴⁰ ist der Gesetzgeber jedoch noch weit entfernt. Für Erstanwender weist das System der Direktvermarktung damit eine gewisse Unattraktivität auf. Fortgeschrittene Anwender werden sich dahingegen mit dem System zu arrangieren wissen. Dies zeigt sich auch anhand der bislang stetig ansteigenden Nutzungszahlen.²⁰⁴¹

Vergleicht man anschließend nochmals das Fördersystem der Direktvermarktung mit der bisher fast alleinstehend etablierten Mindestvergütung, so ist ein starker Anstieg im Felde der Komplexität festzustellen. Die einfache Mindestvergütung unterliegt einem deutlich einfacheren Zugang und Handling²⁰⁴² als die Direktvermarktung. Dieser Vergleich ist jedoch nur bedingt repräsentativ, da im Rahmen der novellierten Fassung der Direktvermarktung einerseits neue Förderinstrumente implementiert wurden, andererseits wurde das bereits bekannte Instrument des Grünstromprivilegs – wenn auch entsprechend angepasst – verknüpfend in Teil 3a EEG 2012 mit einbezogen.²⁰⁴³ Es ist insoweit unvermeidlich, dass der Regelungsumfang, und damit die Komplexität, steigt, soweit die Voraussetzungen der einzelnen Förderinstrumente nicht außerhalb des Teils 3a EEG 2012 geregelt werden sollen. Gleiches gilt für die Möglichkeit, die Direktvermarktung nicht nur in den einzelnen

2039 BR-Drs. 341/11, S. 191.

2040 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 191.

2041 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); siehe zur Nutzung insoweit nochmals ausführlich Abschnitt D.I.2.a.)aa.)(2), S. 263 ff.

2042 Der Begriff des allgemeinen Handlings i.S.d. Zugänglichkeit eines Fördersystems darf nicht mit den „Handlingkosten“ (*Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16) verwechselt werden. Diese werden den Anlagenbetreibern gerade mittels der Managementprämie im Rahmen der marktprämiengeförderten Direktvermarktung ersetzt, *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2043 Gleichwohl ist das Grünstromprivileg § 39 EEG 2012 nicht in Teil 3a geregelt, sondern ist „aus systematischen Gründen“ (*Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 18) auf Grund der ebenfalls bestehenden inhaltlichen Nähe zum Ausgleichsmechanismus (weiterhin) in Teil 4 des EEG 2012 normiert. (*Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 18) Als Ausnahmenvorschrift im Kontext der Belastung der Elektrizitätsversorgungsunternehmen mit der EEG-Umlage muss die Vorschrift des § 39 EEG 2012 demnach auch grundsätzlich eng ausgelegt werden.

Formen nach § 33b Nr. 1 bis 3 EEG 2012, sondern sogar jeweils anteilig beanspruchen zu können, vgl. § 33f EEG 2012.²⁰⁴⁴ Denn je mehr Möglichkeiten und Auswahl der Gesetzgeber den Adressaten bieten möchte, desto höher wird grundsätzlich der entsprechende Regelungsbedarf ausfallen.

Insgesamt muss der Direktvermarktung (insbesondere auf Grund der mangelnden Einfachheit ihrer Ausgestaltung und den daraus resultierenden erhöhten Zugangsschranken für ‚Erstnutzer‘) trotz der gewissen systematischen Ausgestaltung ein grundsätzlicher Verstoß gegen das Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme attestiert werden.

V. Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems

Als weitere allgemeine Ausgangs- und Erfolgsbedingung jeglicher marktintegrativer Effekte ist zu untersuchen, ob die prämierte Direktvermarktung ihre eigene Funktionsfähigkeit erhalten kann.

1. Effektive Miss- und Fehlgebrauchsvermeidung

Voraussetzung zur Erhaltung der Funktionsfähigkeit ist zunächst, dass das in Teil 3a EEG 2012 normierte System der Direktvermarktung eine effektive Miss- wie auch Fehlgebrauchsvermeidung vorsieht. Die prämierte Direktvermarktung muss also der vorsätzlichen wie auch fahrlässigen Nichterfüllung der implementierten Voraussetzungen und Pflichten mittels entsprechender Maßnahmen wirksam entgegenreten. Gegenstand der nachfolgenden Untersuchung soll dabei ausschließlich die effektive Vermeidung von Missbrauch sein, da der Fehlgebrauch als fahrlässige Variante der Nichteinhaltung der Fördervoraussetzungen hiervon stets umfasst ist. Mit anderen Worten wird im Falle einer effektiven Missbrauchsvermeidung erst recht auch Fehlgebrauch effektiv unterbunden.

2044 Siehe zu den Formen und Arten der Direktvermarktung insgesamt *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 3 ff.; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33b Rn. 2 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33b Rn. 1 ff. und § 33f Rn. 1 ff.; sowie vor allem Abschnitt B.V.4., S. 106 ff. und Abschnitt B.V.3.c.), S. 105 sowie D.I.1.b.), S. 251 ff.

a.) Strenge Regulierung und effektive Missbrauchsvermeidung

Wie bereits im Vorhinein beschrieben, ist die Direktvermarktung insgesamt einer starken Regulierung unterworfen.²⁰⁴⁵ Sie ist sehr formalistisch und bürokratisch²⁰⁴⁶ ausgestaltet. Hierbei sieht sie – wie zuvor exemplarisch dargestellt – in den §§ 33b, 33c, 33d, 33f, 33g und 33i EEG 2012 diverse, teilweise recht hohe Voraussetzungen, Anforderungen und Pflichten für den jeweiligen Adressaten vor.²⁰⁴⁷ Demgemäß wird zu Recht auch von einem „strikte[n] Regime der Direktvermarktung“²⁰⁴⁸ gesprochen.²⁰⁴⁹

Sinn und Zweck dieser diversen Anforderungen und Pflichten soll ausweislich der Gesetzesbegründung (zu bestimmten Regelungen) vor allem sein, jeglichen Formen von Missbrauch effektiv entgegenzutreten und ihn dementsprechend zu prohibieren.²⁰⁵⁰ Für den Gesetzgeber bestand dem Anschein nach insgesamt Klarheit über das Risiko, welches jeglicher Förderung (im Kontext der Direktvermarktung) permanent innewohnt.²⁰⁵¹ Dieses Bewusstsein und der damit einhergehende Wille, jeglicher Form

2045 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

2046 So *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 12 (jedoch ausschließlich) zur Ausgestaltung und Bemessung der Marktprämie.

2047 Zu den einzelnen Voraussetzungen und Pflichten der Direktvermarktung siehe ausführlich *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.] sowie *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff., § 33d Rn. 1 ff., § 33f Rn. 1 ff., § 33g Rn. 1 ff. und § 33i Rn. 1 ff. und *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff., § 33d Rn. 1 ff., § 33f Rn. 1 ff., § 33g Rn. 1 ff. und § 33i Rn. 1 ff.; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff., § 33d Rn. 1 ff., § 33f Rn. 1 ff. sowie *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 1 ff. und § 33i Rn. 1 ff.; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33c Rn. 1 ff., § 33d Rn. 1 ff., § 33f Rn. 1 ff., § 33g Rn. 1 ff. und § 33i Rn. 1 ff.; siehe zudem exemplarisch nochmals Abschnitt D.IV.2., S. 372 ff. sowie Abschnitt E.VI.3.a.) und b.), S. 531 ff.

2048 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4.

2049 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4.

2050 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153 ff.; siehe zu den jeweiligen Regelungen anstatt vieler *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7 ff.] sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.].

2051 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1. Insbesondere besteht hiernach das Risiko, dass die Adressaten die Förderung des EEG möglichst miteinander verknüpfen möchten, also das Herbeiführen einer kumulativen Inanspruchnahme, *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

von Missbrauch – etwa in Form von Verstößen gegen das Doppelvermarktungsverbot²⁰⁵² – (präventiv) entgegenzuwirken,²⁰⁵³ werfen infolgedessen ein anderes Licht auf die diversen Regelungen, insbesondere auf die in § 33c Abs. 2 EEG 2012 vorgesehenen ‚strengen‘ Pflichten zur stetigen Messung und (gegebenenfalls) getrennten Bilanzierung²⁰⁵⁴. Die zunächst aus Anlagenbetreibersicht hohen Anforderungen könnten somit aus Gründen einer erfolgreichen Missbrauchsverhinderung gerechtfertigt sein. Grundsätzlich liegen damit aber vor allem Voraussetzungen vor, die zur Missbrauchsvermeidung grundsätzlich geeignet erscheinen.

b.) Durchsetzung mittels Sanktionsregelungen

Damit die vorgenannten gesetzlich festgesetzten Voraussetzungen und Anforderungen wie auch Pflichten tatsächlich zu einer effektiven Vermeidung von Miss- wie auch Fehlgebrauch führen können, müssen sie in der Praxis überhaupt funktionieren und sich dementsprechend durchsetzen.²⁰⁵⁵ Im Rahmen des Systems der Direktvermarktung müssen also seitens des Gesetzgebers entsprechende Instrumente implementiert worden sein, welche die vorgenannte Durchsetzung und Erfüllung der in Teil 3a EEG 2012 festgelegten Voraussetzungen, Anforderungen und Pflichten seitens der Anlagenbetreiber insgesamt sicherstellen.²⁰⁵⁶ Mangels eines „ökonomischen Eigeninteresses [der Anlagenbetreiber] an der Einhaltung dieser [jeweiligen Regelungen]“²⁰⁵⁷ würden die jeweiligen

2052 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 17 und Rn. 19.

2053 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153 ff.; siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7 ff.] sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.].

2054 BR-Drs. 341/11, S. 155; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13]; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 383 f.], *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 12 ff., *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 9 f. sowie Abschnitt D.IV.2., S. 373.

2055 Vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 80; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 12.

2056 Vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 80; BR-Drs. 341/11, S. 129; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 24; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 36; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 12; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

2057 BR-Drs. 341/11, S. 129; zitiert bei *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

Vorschriften ansonsten zur reinen Bedeutungslosigkeit verkommen (,Regelung allein auf dem Papier‘).²⁰⁵⁸ Wäre das Letztere der Fall, käme auch keine Rechtfertigung des grundsätzlichen Verstoßes gegen das Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme in Betracht.

Grundsätzlich positiv zu verzeichnen ist, dass der Gesetzgeber im Rahmen des Teil 3a EEG 2012 entsprechende Sanktionsmechanismen implementiert hat, um die Durchsetzung der jeweiligen Voraussetzungen, Pflichten wie auch sonstigen Festsetzungen zu gewährleisten.²⁰⁵⁹ So sind in § 33g Abs. 3 EEG 2012 die allgemeinen,²⁰⁶⁰ von der Wirkung recht einschneidenden²⁰⁶¹ Sanktionsregelungen für Verstöße gegen die Pflichten nach § 33c Abs. 1 und 2, das Nichteinhalten der „Wechselmodalitäten“²⁰⁶² nach § 33d sowie insbesondere das Abweichen²⁰⁶³ der Prozentsätze nach § 33f Abs. 1 EEG 2012 vorgesehen.²⁰⁶⁴ Danach entfällt der Marktpremienanspruch nach § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 sowohl für den laufenden Kalendermonat des Verstoßes als auch für die drei nachfolgenden

2058 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 129; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; vgl. zudem *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2059 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153 ff. [insb. S. 158]; siehe *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; so exemplarisch zur Regelung des § 33g Abs. 3 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 24, welche „effektiv zur Einhaltung der [...] inhaltlichen wie formellen Regeln des neuen Direktvermarktungsregimes anhalten [soll]“ (ebenda); so zudem *Hinsch / Holzappel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 118 und *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 36.

2060 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 12, § 33d Rn. 12 und § 33f Rn. 15.

2061 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23.

2062 *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

2063 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], wobei dieser nicht ausdrücklich auf die Regelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 abstellt.

2064 Siehe *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13] (ohne explizites Abstellen auf § 33g Abs. 3 EEG 2012) sowie zu der Regelung insgesamt ausführlich *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21 ff.; vgl. § 33g Abs. 3 EEG 2012; zur Regelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 sei ausführlich verwiesen auf *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 61 ff.; siehe zudem *Hinsch / Holzappel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 117 f. und *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 36 f.

Kalendermonate.²⁰⁶⁵ Auf diese allgemeinen²⁰⁶⁶ Sanktionsregelungen wird in den genannten anforderungsrelevanten Vorschriften jeweils (deklaratorisch) ‚wiederholend‘ verwiesen.²⁰⁶⁷ Zusätzlich und ergänzend zu den beschriebenen Sanktionen sind in § 33d Abs. 5 S. 2 und § 33f Abs. 3 S. 1 und 2 EEG 2012 noch weiter verschärfende, besondere Sanktionen für Verstöße gegen die in der jeweiligen Norm geregelten speziellen Anforderungen und Pflichten vorgesehen.²⁰⁶⁸

Insgesamt weisen die gesetzgeberisch vorgesehenen Sanktionen damit eine derartige Intensität auf, die auf Seiten der Anlagenbetreiber als *homines oeconomici* als absolute „Handlungsrestriktion[en]“²⁰⁶⁹ (‚Verteuerung‘) zu begreifen sind.²⁰⁷⁰ Demnach werden die Akteure grundsätzlich zur Einhaltung der jeweiligen Voraussetzungen bewegt. Dies gilt dabei nicht nur für vorsätzliche, sondern erst recht auch für die Vermeidung fahrlässiger Verstöße.

Inwieweit in der Praxis jedoch eine Kontrolle der Einhaltung der jeweiligen Voraussetzungen (durch die Netzbetreiber) erfolgen muss, wird

2065 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], der insoweit jedoch nicht ausdrücklich auf § 33g Abs. 3 EEG 2012 abstellt; siehe vor allem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21 sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 8; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 67 und vor allem Rn. 72; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 118 und *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 38; vgl. zudem § 33g Abs. 3 EEG 2012.

2066 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 12, § 33d Rn. 12 und § 33f Rn. 15.

2067 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 12 und § 33d Rn. 12; siehe *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33c Rn. 21 und § 33d Rn. 17; vgl. § 33c Abs. 4, § 33d Abs. 5 und § 33f Abs. 3 EEG 2012.

2068 Zu diesen jeweiligen Sanktionen sei ausführlich verwiesen auf *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 12 ff. und § 33f Rn. 15 ff.; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 17 ff. [insb. Rn. 18] und § 33f Rn. 16 f.; *Ekaradt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 9 ff. und § 33f Rn. 9 ff.; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 59 f., Rn. 70 f. und Rn. 76 f. *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 18 ff. und § 33f Rn. 8 ff.

2069 *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 35.

2070 Vgl. *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 35; vgl. unter diesen Aspekt zudem *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 72, wonach der längerzeitige Prämienentfall „ökonomischen Druck auf die Anlagenbetreiber [...] ausüben [soll]“ (ebenda).

durch die in Teil 3a vorgesehenen Vorschriften nicht festgesetzt. Insofern ist jedoch davon auszugehen, dass zumindest eine kalendermonatliche Kontrolle der Einhaltung der Voraussetzungen jeweils vor Gewährung der Marktprämie durch die Netzbetreiber erfolgt. Dies würde insgesamt auch genügen, da die Bemessung – und damit letztlich die Ausschüttung – der Marktprämie gerade einem monatlichen Turnus unterworfen wurde, vgl. § 33g Abs. 2 S. 1 EEG 2012.

c.) Besonderheiten im Rahmen der Flexibilitätsprämie

aa.) Sanktionen im Rahmen der Flexibilitätsprämie

Im Unterschied zum Vorgenannten weist die Regelung des § 33i EEG 2012, welche in Absatz 1 die jeweiligen Voraussetzungen zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie festsetzt, grundsätzlich keine eigene Sanktionsregelung auf.²⁰⁷¹ Dennoch kann es je nach Verstoß zu einer Aufschiebung des Anspruchs kommen.²⁰⁷² Es käme gar der vollständige Entfall der Flexibilitätsprämie im Falle eines entsprechenden Verstoßes in Betracht.²⁰⁷³

bb.) § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 als entscheidender Ausgangspunkt

So ist in § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 vorgesehen, dass die Flexibilitätsprämie nur im Falle der Direktvermarktung des „gesamte[n] in der Anlage erzeugte[n] Strom[s] nach § 33b Nummer 1 oder 3“²⁰⁷⁴ verlangt werden kann.²⁰⁷⁵ Diese Vorschrift wird dabei von der Literatur dahingehend

2071 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 13; *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 13; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33i Rn. 6; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 132.

2072 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 13.

2073 So letztlich angenommen von *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33i Rn. 14, siehe zudem ebenda Rn. 5; vgl. gerade BR-Drs. 341/11, S. 159.

2074 § 33i Abs. 1 S. 1 EEG 2012.

2075 Siehe bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 126.

ausgelegt, dass lediglich die („säulen“)anteilige Direktvermarktung ausgeschlossen sein soll.²⁰⁷⁶ Es soll also auf jeden Fall keine parallele Inanspruchnahme der Mindestvergütung möglich sein.²⁰⁷⁷ Ebenso wird die „binnensystemare“²⁰⁷⁸ Direktvermarktung in das Grünstromprivileg unterbunden.²⁰⁷⁹ Dass die Inanspruchnahme des Flexibilitätsprämie dabei auch nicht im Falle der vollständigen sonstigen Direktvermarktung nach § 33b Nr.3 EEG 2012 erlangbar ist, folgt nicht direkt aus § 33i Abs.1 Nr.1 EEG 2012. Dies ergibt sich jedoch aus dem Zusammenwirken mit Abs.1, wonach die Flexibilitätsprämie „ergänzend zur Marktpremie“²⁰⁸⁰ gewährt wird, sowie aus der Gesetzesbegründung („Die Flexibilitätsprämie kann zusätzlich zur Marktpremie in Anspruch genommen werden“²⁰⁸¹).²⁰⁸²

cc.) Dauerhafter Entfall des Anspruchs auf Flexibilitätsprämie

Eine derartige Auslegung führt jedoch nicht automatisch zu dem Ergebnis, dass es im Falle eines Ausstiegs aus der (laufenden) marktpremiierten Direktvermarktung nach § 33b Nr.1 EEG 2012 zu einem dauerhaften

2076 So *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14; damit übereinstimmend *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 13 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 13 und *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 126; vgl. gerade BR-Drs. 341/11, S. 159.

2077 So vollkommen zu Recht *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5; vgl. zudem *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 13 sowie *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 126 und *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 13.

2078 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5.

2079 So vollkommen zu Recht *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 5; so zudem *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 12; vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S.4 [S. 16]; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 127; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 14.

2080 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

2081 BR-Drs. 341/11, S. 159.

2082 Vgl. aber *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 9 und Rn. 12 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 14.

Entfall der Flexibilitätsprämie kommt.²⁰⁸³ So ist der Wortlaut des § 33i Abs. 1 EEG 2012 gerade nicht eindeutig.²⁰⁸⁴ Hiernach können die „Anlagenbetreiber [...] ergänzend zur Marktpremie von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen, [...] wenn der gesamte in der Anlage erzeugte Strom [...] direkt vermarktet wird [...]“²⁰⁸⁵ (Nr. 1) und auch die nachfolgenden Voraussetzungen der Nr. 2, 3 und Nr. 4 erfüllt sind. Somit könnte aus dem Wortlaut des ‚Verlangbarkeit‘ ebenso gefolgert werden, dass es im Falle der Nichterfüllung der Wahrnehmung der Marktpremie sowie der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 für diesen Zeitraum lediglich zu einer „Suspension des Anspruchs“²⁰⁸⁶ kommt.²⁰⁸⁷ Hierfür würde sprechen, dass es sich um eine „gravierende Rechtsfolge“²⁰⁸⁸ auf Seiten des Anlagenbetreibers handelt, welche auf Grund ihrer Eingriffsintensität grundsätzlich einen klaren Wortlaut erfordert.²⁰⁸⁹

Dagegen ist jedoch einzuwenden, dass die Gesetzesbegründung gerade eine eindeutige Auslegungsrichtung vorgibt. Nach dieser führt jeder

2083 So letztlich aber *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14.

2084 So *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14.

2085 § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012.

2086 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 13.

2087 Vgl. insoweit gerade *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 13, wo im Rahmen eines Verstoßes gegen die zweiten Voraussetzung des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 (Bestehen einer Vergütungsfähigkeit i.S.d. § 16 EEG 2012) eine derartige „Suspension“ (ebenda) gerade angenommen wird. Ebenfalls sieht anscheinend auch *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 10 eine entsprechende Suspension im Falle der Nichterfüllung der Voraussetzungen vor, wobei jedoch im Falle der dauerhaften Nichterfüllung ein Ausschluss „für die Zukunft“ (ebenda) eintreten soll, vgl. dazu *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Fn. 47; vgl. *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 24, welche im Falle der Nichterfüllung der Voraussetzung des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 von einer entsprechenden Anspruchssuspension ausgehen; so jedoch anscheinend *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 16 sowie *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 135 sowie Rn. 146 f.

2088 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14.

2089 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14 und Rn. 5; *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 15.

„zwischenzeitliche[.] Ausstieg aus der Marktpremie nach § 33d Abs. 1 [..] zu einem Entfallen des Anspruchs [auf die Flexibilitätsprämie] für die gesamte Zukunft“²⁰⁹⁰.²⁰⁹¹ Auf Grund des insgesamt mehrdeutigen Wortlauts liegt es daher näher – in Zustimmung zur in der Literatur²⁰⁹² vertretenen Ansicht – im Falle des Verstoßes gegen die vorgenannte Voraussetzung von der Sanktion des dauerhaften Entfalls der Flexibilitätsprämie auszugehen.²⁰⁹³ Ob dies letztlich verhältnismäßig sein kann, sei vorliegend dahingestellt.²⁰⁹⁴ Gerade aus diesem Grund sollte eine gesetzgeberische Klarstellung erfolgen.²⁰⁹⁵

dd.) Zwischenergebnis

Insgesamt weist die Flexibilitätsprämie demnach ebenfalls entsprechende Sanktionsmechanismen auf. Diese sehen dabei nicht nur teilweise schwerwiegende Konsequenzen²⁰⁹⁶ vor, sondern übersteigen in ihrer Intensität insgesamt sogar die Sanktionen im Kontext der Marktpremie teilweise noch deutlich.

Dementsprechend kommt es zu einer derartigen Verteuerung des Verstoßes, dass eine Einhaltung der jeweiligen Voraussetzungen seitens der Anlagenbetreiber auf Grund (des deutlichen Überwiegens) der drohenden Nachteile (erst recht) zu erwarten ist.²⁰⁹⁷

2090 BR-Drs. 341/11, S. 159.

2091 BR-Drs. 341/11, S. 159; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14.

2092 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14 sowie Rn. 5.

2093 So zu Recht *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14 und Rn. 5; siehe aber *Lehnert*, in: Altmann / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 15; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 146 f.

2094 Siehe dazu noch Abschnitt E.VI.2.d.)gg.), S. 530.

2095 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14, die „eine [..] ausdrückliche Klarstellung im Wortlaut [...] [für] wünschenswert“ (ebenda) halten.

2096 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14.

2097 Vgl. *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, S. 35 f.

d.) Zwischenergebnis: Effektive Missbrauchsvermeidung

Die (prämierte) Direktvermarktung sieht somit verschiedene Sanktionen vor, denen grundsätzlich eine sowohl präventive²⁰⁹⁸ wie auch repressive Wirkung im Bereich der Missbrauchsbekämpfung attestiert werden kann. Dies hat zugleich zur Folge, dass das System der Direktvermarktung erst recht auch dem Fehlgebrauch effektiv entgegentritt. Insgesamt ergibt sich damit ein – wie vom Gesetzgeber intendiert²⁰⁹⁹ – effektives Missbrauchs- wie auch Fehlgebrauchsabwehrsystem. Gleichwohl muss in diesem Kontext kritisch hinterfragt werden, ob der Gesetzgeber noch die Grenzen der Verhältnismäßigkeit gewahrt hat, da die Strafen je nach Ausgangslage sehr drastisch, gar „drakonisch“²¹⁰⁰ erscheinen.²¹⁰¹

2. Vermeidung von Mitnahmeeffekten

Damit das System der Direktvermarktung dem Kriterium der Erhaltung der Funktionsfähigkeit genügt, muss es zudem Mitnahmeeffekte vermeiden. Es hat also durch implementierte Regelungsmechanismen sicherzustellen, dass es zu keiner lediglich kurzfristigen und / oder vorübergehenden Nutzung kommt.²¹⁰² Nur auf diese Weise kann unterbunden werden, dass es auf Seiten der Adressaten zu fördersystem-fremden ‚Mehrgewinnen‘ kommt und somit kein Wiederaufleben des „Rosinenpicken[s]“²¹⁰³ stattfindet.²¹⁰⁴ Ob ein System dahingegen zu einer langfristigen Nutzung führt, soll an vorliegender Stelle nicht untersucht werden.²¹⁰⁵

2098 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153.

2099 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153 ff.

2100 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

2101 So – jedoch ohne Beantwortung der Frage – *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 16; vgl. zudem ebenda § 33d Rn. 17 f. und § 33f Rn. 15 ff.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; siehe zur Verhältnismäßigkeit und zu den wirtschaftlichen Konsequenzen für den Anlagenbetreiber Abschnitt E.VI.2., S. 516 ff.

2102 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VI.4.a.), S. 194 ff.

2103 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

2104 Siehe insoweit nochmals Abschnitt C.VI.4.a.), S. 194 ff.

2105 Die Fragestellung der langfristigen, dauerhaften Nutzung wird vielmehr im Rahmen des Nachhaltigkeitsparameters gegen Ende der Untersuchung unter

a.) Grundsätzliche Freiwilligkeit der Direktvermarktung

Um zu untersuchen, ob und inwiefern dem jeweiligen Adressaten die (zeitliche) Möglichkeit geboten wird, am System der Direktvermarktung (lediglich vorübergehend) teilzunehmen und dieses – insbesondere bei mangelnden (Mehr)Gewinnmöglichkeiten oder zu befürchtenden Verlusten – wieder gen Mindestvergütung zu verlassen, ist zunächst die Ausgangssituation im Bereich der Direktvermarktung zu betrachten.

Grundsätzlich ist das System der Direktvermarktung freiwillig ausgestaltet.²¹⁰⁶ Insofern haben die Anlagenbetreiber grundsätzlich die Wahl, ob sie in die Direktvermarktung wechseln wollen wie auch welche Direktvermarktungsformen sie sodann wahrnehmen.²¹⁰⁷ Allein im Bereich großer Biogasneuanlagen, die eine installierte Leistung von über 750 Kilowatt aufweisen und ab dem 1.1.2014 erst in Betrieb genommen worden sind, wird der Grundsatz der „Wahlfreiheit“²¹⁰⁸ durchbrochen.²¹⁰⁹ Da im Rahmen derartiger Biogasneuanlagen von Anfang an also gar keine Möglichkeit von Gesetzes wegen vorgesehen ist, die Mindestvergütung überhaupt noch in Anspruch zu nehmen,²¹¹⁰ ist erst recht auch kein Rückwechsel (aus der Direktvermarktung) in die Mindestvergütung möglich. Daraus folgt wiederum, dass im Rahmen derartig großer Biogasneuanlagen entsprechende Mitnahmeeffekte von Anfang an überhaupt nicht auftreten können; sie – und das insoweit zu befürchtende „Rosinenpicken[s]“²¹¹¹ – wurden folglich (mittelbar) unterbunden.

Berücksichtigung der (insoweit relevanten) Ergebnisse der besonderen Parameter untersucht.

2106 Siehe nochmals Abschnitt D.I.1.a.) und b.), S. 250 ff.; vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6].

2107 Siehe nochmals Abschnitt D.I.1.a.) und b.), S. 250 ff.; siehe und vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 6].

2108 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

2109 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 386 und vor allem S. 389]; so bereits *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 17; vgl. zudem § 27 Abs. 3 EEG 2012 sowie BR-Drs. 341/11, S. 137; siehe dazu vor allem Abschnitt D.I.1.c.), S. 253.

2110 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; vgl. § 27 Abs. 3 EEG 2012; BR-Drs. 341/11, S. 137.

2111 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

b.) „Wechselmodalitäten“²¹¹² als relevantes Kriterium

Im Rahmen der übrigen, nicht zur Direktvermarktung verpflichteten Erzeugungsanlagen bestünde auf Grund der beschriebenen Freiwilligkeit der Direktvermarktung und dem Fortbestehen des Mindestvergütungsanspruchs somit die theoretische Möglichkeit entsprechender Mitnahmeeffekte. Folglich ist zu untersuchen, ob der Wechsel zwischen der Mindestvergütung in die Direktvermarktung und zurück gewissen Regulierungen unterworfen wurde oder ‚grenzenlos‘ möglich ist. Wäre Letzteres der Fall, bestünde die Möglichkeit von Mitnahmeeffekten (in Form des „Rosinenpicken[s]“²¹¹³).²¹¹⁴

Es sind demnach vor allem die „Wechselmodalitäten“²¹¹⁵ von Bedeutung.²¹¹⁶ Diese sind vorliegend in § 33d EEG 2012 festgesetzt.²¹¹⁷ Sie betreffen dabei einerseits den Wechsel von der Mindestvergütung in die Direktvermarktung (§ 33d Abs. 1 Hs. 2 Nr. 1 EEG 2012) sowie von der Direktvermarktung zurück zur Mindestvergütung (§ 33d Abs. 1 Hs. 2 Nr. 3 EEG 2012), andererseits ebenso den Wechsel zwischen den jeweiligen Direktvermarktungsformen nach § 33b EEG 2012 (§ 33d Abs. 1 Hs. 2 Nr. 2 EEG 2012).²¹¹⁸ Die Vornahme des Wechsels ist dabei

2112 *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

2113 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

2114 Vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 4 f.]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 5 sowie Abschnitt C.VI.4.a.), S. 194 ff.

2115 *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

2116 Vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 12 f. sowie § 33d Rn. 5 und Rn. 7.

2117 Siehe *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

2118 Vgl. § 33d Abs. 1 Hs. 2 EEG 2012; vgl. *Ekaradt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, 33d Rn. 2; vgl. zudem *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 1 sowie *Hinsch /*

in jegliche „Richtung[.]“²¹¹⁹ – und damit auch zwischen den vorgesehenen unterschiedlichen Direktvermarktungsformen – jedoch „nur zum ersten Kalendertag eines Monats“²¹²⁰ zulässig.²¹²¹ Nicht vorgesehen – und damit nicht erlaubt – sind demgegenüber Wechsel innerhalb des laufenden Monats (sog. „untermonatliche Wechsel“²¹²²).²¹²³ Das Telos dieser Regelung ist dabei gerade, ein „Rosinenpicken“²¹²⁴ seitens der Anlagenbetreiber zu unterbinden und eine „gleichmäßige Verteilung der Chancen und Risiken bei der Direktvermarktung“²¹²⁵ herbeizuführen.²¹²⁶

Vorliegend begrenzt jedoch nicht nur die vorgenannte Monatsregelung den Wechsel zwischen den Direktvermarktungsformen. Zu der zuvor beschriebenen Monatsbindung der Direktvermarktung kommt nämlich noch die in § 33d Abs. 2 EEG 2012 festgesetzte Mitteilungspflicht und -frist hinzu, die es ebenfalls anlagenbetreiberseitig einzuhalten gilt.²¹²⁷

Holzapfel, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 40 und Rn. 61 wie auch *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 3.

2119 *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 3; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 2.

2120 § 33d Abs. 1 EEG 2012.

2121 BR-Drs. 341/11, S. 155; *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 3 f.; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 2 f.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; siehe zudem *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 1 und Rn. 8; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 62; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 1 und Rn. 4.

2122 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

2123 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 62; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 4.

2124 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 17 Rn. 4.

2125 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

2126 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 12 f.; siehe zudem *dies*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 5; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 2; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 62.

2127 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 3; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 1 und Rn. 8; siehe bereits *Hinsch /*

Hiernach ist „dem Netzbetreiber [der Wechsel] vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats mit[zu]teilen“²¹²⁸, wobei der Inhalt der Wechselmitteilung zum einen die gewählte Direktvermarktungsform, zum anderen den zuzuordnenden Bilanzkreis umfassen muss.²¹²⁹ Da der spätmöglichste Moment der Wechselmitteilung also jeweils „der letzte Tag 23.59 Uhr des vorangegangenen Kalendermonats“²¹³⁰ ist,²¹³¹ so beträgt der Vorlaufzeitraum mindestens einen Monat zuzüglich mindestens einer Sekunde und maximal fast bis zu zwei Monate.²¹³² Hierzu sei zur Verdeutlichung folgendes Beispiel genannt: Ist seitens eines Anlagenbetreibers also ein Wechsel in die oder innerhalb der Direktvermarktung zum ersten Januar geplant, muss der Zugang der Mitteilung des Wechsels nach § 33d EEG 2012 demnach spätestens bis zum 30. November (des Vorjahres), 23.59 Uhr²¹³³ erfolgt sein (= „vor Beginn des [...] vorangegangenen Kalendermonats“²¹³⁴, hier: Dezember).²¹³⁵

Das Vorgenannte gilt dabei für die anteilige Direktvermarktung (§ 33f EEG 2012) insgesamt entsprechend.²¹³⁶ Der Umfang der Mittei-

Holzapfel, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 63.

2128 § 33d Abs. 2 EEG 2012.

2129 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 6; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 9; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 63 und Rn. 68.

2130 *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 5; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 4.

2131 *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 5; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 4.

2132 Siehe gerade *Salje*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 4.

2133 *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 5.

2134 § 33d Abs. 2 EEG 2012.

2135 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 3; vgl. zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384] wie auch *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 8 und *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 63 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 6 mit einem ähnlichen Beispiel.

2136 Vgl. gerade *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 5; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 74.

lungspflicht erweitert sich hier jedoch um die jeweiligen prozentualen Anteile, vgl. § 33f Abs. 1 EEG 2012.²¹³⁷

c.) Zusammenwirken mit den Sanktionsmechanismen

Insgesamt folgt aus der Tatsache, dass sich der Zeitraum vor dem eigentlichen Wechsel auf über einen Monat erstreckt, dass es – wie vom Gesetzgeber intendiert²¹³⁸ – grundsätzlich nicht möglich ist, das vorgenannte „Rosinenpicken“²¹³⁹ durchzuführen. Bei diesem erfolgt jeweils ein teilweise extrem kurzzeitiges „Springen“ zwischen der Mindestvergütung und der (insbesondere prämierten) Direktvermarktung.²¹⁴⁰ Dies wäre erst recht auch zwischen den einzelnen Direktvermarktungsformen und den insoweit implementierten Förderinstrumenten denkbar gewesen. Grundsätzlich wäre jedoch „ein Leerlaufen dieser Pflichten zu befürchten“²¹⁴¹ gewesen, soweit seitens des Gesetzgebers kein entsprechender Sanktionsmechanismus implementiert worden wäre.²¹⁴² Dem ist der Gesetzgeber jedoch zuvor gekommen. Er hat in den § 33d Abs. 5, § 33f Abs. 3 sowie § 33g Abs. 3 (Nr. 2) EEG 2012

2137 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385]; siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33f Rn. 5 f.; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33f Rn. 5.

2138 Siehe insbesondere *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 12 f.; vgl. *dies.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 5 und Rn. 7; siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 5 und Rn. 7.

2139 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

2140 Siehe zum „Rosinenpicken“ nochmals *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 13 sowie Abschnitt C.VI.4.a.), S. 194 f.

2141 BT-Drs. 17/6071, S. 80.

2142 Siehe gerade BT-Drs. 17/6071, S. 80; *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 12; vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

gerade entsprechende – als zur Prävention tauglich befundene²¹⁴³ – Sanktionsregelungen vorgesehen.²¹⁴⁴

Die Anlagenbetreiber dürfen ihren Planungshorizont demnach grundsätzlich nicht lediglich auf den laufenden Monat erstrecken, sondern müssen die handelsstrategischen Entscheidungen zukunftsorientiert treffen. Dies ist nicht nur aus marktintegrativer Sicht zu begrüßen, da die Anlagenbetreiber demzufolge auf ein langfristiges Wirtschaften ausgerichtet werden. Vor allem ist auch eine Renovation der aus Vorzeiten bekannten starken kurzfristigen Mitnahmeeffekte²¹⁴⁵ nicht (mehr) zu befürchten.

3. Zwischenergebnis

Da das System der Direktvermarktung sowohl kurzfristige Mitnahmeeffekte wie auch Missbrauch effektiv zu vermeiden vermag, ist es in der Lage, seine Funktionsfähigkeit dementsprechend (aufrecht) zu erhalten. Es genügt demnach dem vorgenannten Kriterium.

4. Vermeidung überkomplexer Systeme vs. Erhaltung der Funktionsfähigkeit

Nachdem im Vorhinein festgestellt werden konnte, dass das System der Direktvermarktung dem Kriterium der Selbstlernfähigkeit genügt und insbesondere Miss- wie auch Fehlgebrauch effektiv vermeidet, könnte das Vorgenannte gegebenenfalls auch den Verstoß gegen das Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme rechtfertigen.²¹⁴⁶

2143 Siehe dazu ebenda, Abschnitt D.V.1.b.), S. 385 f.

2144 Siehe dazu und insbesondere ausführlich zu den jeweiligen Sanktionen *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 7 und Rn. 12 ff., § 33f Rn. 15 ff.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384 f.]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 6 und Rn. 17 ff., § 33f Rn. 16 f.

2145 Siehe dazu nochmals *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4; *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143 f.; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 12 f. sowie insb. Abschnitt C.VI.4.a.), S. 194 f.

2146 Vgl. bereits mit einer ähnlichen Erwägung im Rahmen der Mindestvergütung *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 3.

Insofern ist die zu attestierende Komplexität – und somit der Verstoß gegen die Vermeidung überkomplexer Systeme – im Rahmen der §§ 33a ff. EEG 2012 vor allem auf die effektive Missbrauchsvermeidung und Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems zurückzuführen, an derer ein entsprechend starkes gesetzgeberisches Interesse bestand.²¹⁴⁷ Diesbezüglich konnte gleichzeitig attestiert werden, dass insbesondere die vom Gesetzgeber implementierten Maßnahmen und Mechanismen zur Missbrauchsvermeidung insgesamt effektiv sind und damit zur Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems entsprechend beitragen. Dies gilt vor allem unter Berücksichtigung des Aspekts, dass die Kreativität gewisser Akteure im Bereich der (rechtswidrigen) Inanspruchnahme teilweise kaum Grenzen kennt. Da die insoweit strengen Vorschriften gleichzeitig zur Vermeidung entsprechender (kurzzeitiger) Mitnahmeeffekte beitragen, kann die Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems als überwiegendes Interesse angesehen werden. Dies gilt zudem, soweit man in die Erwägung mit einstellt, welche Ineffizienzen des Fördersystems ansonsten zu befürchten gewesen wären respektive welche finanziellen Aufwendungen auf Seiten der EEG-Umlage-tragenden Letztverbraucher ohne Gegenwert geblieben wären.

Ebenfalls darf im Zuge der Entscheidung des Gesetzgebers für eine primär effektive Missbrauchsvermeidung²¹⁴⁸ nicht verdrängt werden, dass dieser vor einem nicht vollständig auflösbaren Dilemma stand: So führt nämlich grundsätzlich jede Schwerpunktsetzung im Rahmen des Fördersystems im Bereich der Vermeidung überkomplexer Systeme oder der Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems stets zu Einbußen im jeweils anderen Kriterium. Demnach stehen sich die Vermeidung überkomplexer Systeme und die Aufrechterhaltung des Fördersystems (in absoluter Form) jeweils wechselseitig entgegen. Auf Grund der bestehenden Interdependenz ist eine vollständige Erfüllung beider Kriterien praktisch undenkbar.

Insgesamt ist damit der Verstoß gegen das Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme durch die effektive Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems als gerechtfertigt anzusehen.²¹⁴⁹

2147 Vgl. dazu *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

2148 Vgl. nochmals BR-Drs. 341/11, S. 153 ff.

2149 Vgl. bereits *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 3 mit einer ähnlichen Erwägung bezüglich der angestiegenen Komplexität der Mindestvergütungsförderung.

VI. Zwischenergebnis

Betrachtet man im Anschluss die Ergebnisse der allgemeinen Parameter in Gesamtschau, so ergeben die bisher herausgearbeiteten Ergebnisse lediglich ein ‚durchwachsenes‘ Ergebnis. So konnten zwar mehrere Positiva und vielversprechende Ansätze in bestimmten Bereichen identifiziert werden. Diesen stehen jedoch gleichzeitig entsprechende (qualitativ gleichwertige) Negativa gegenüber. Folglich ist (bereits zum jetzigen Zeitpunkt der Untersuchung) zu erwarten, dass das implementierte Direktvermarktungssystem nicht den Erfolg der Marktintegration vollumfänglich herbeiführen kann. Es ist also mit anderen Worten zu prognostizieren, dass sich das bisher aufgezeigte negativ-gefärbte Bild im Rahmen der besonderen Parameter fortzeichnet. Dies muss dabei vor allem auf das stark forcierte wie auch zügig realisierte Gesetzgebungsverfahren zurückgeführt werden. So wird die EEG-Novelle allgemein zu Recht als „mit heißer Nadel gestrickt“²¹⁵⁰ bezeichnet.²¹⁵¹ Demgemäß ist der Gesetzgeber bereits aus jetziger Sicht dazu angehalten, die aufgezeigten Defizite abzustellen, um allein dem allgemeinen Erfolg des Direktvermarktungssystems zum vollständigen Durchbruch zu verhelfen. Dieser hat dabei insbesondere auf eine Vereinfachung der gesamten Ausgestaltung der Direktvermarktung und ihrer Instrumente hinzuwirken (Beseitigung der bestehenden Überkomplexität). Dies könnte unter anderem durch die Abschaffung der bislang kaum genutzten Direktvermarktungsformen der §§ 33b Nr. 2 und Nr. 3 EEG 2012 erfolgen.²¹⁵² Durch die Ausweitung der verpflichtenden Direktvermarktung bietet sich zudem die Möglichkeit, nicht nur eine ausgewogenere Fördersystemnutzung herbeizuführen. Unter Herabsetzen der Fördersätze ließen sich außerdem gewisse Kostensenkungen realisieren, wobei jedoch die bislang erfolgreiche Anreizsetzung der Direktvermarktung weitestmöglich erhalten werden sollte. Darüber hinaus muss auch die (Selbst-)Lernfähigkeit durch die Einführung von sowohl einer stetigen umfangreichen Evaluationspflicht wie auch weiteren Korrekturmöglichkeiten verbessert werden. Insoweit böte es sich an,

2150 *Menzner*, EEG-Novelle mit heißer Nadel gestrickt, in: Bewertung des EEG 2012, Biogas Journal 5/2011, S. 26 [S. 28].

2151 So beispielsweise *Menzner*, in: Bewertung des EEG 2012, Biogas Journal 5/2011, S. 26 [S. 28], wenn auch unter anderen Gesichtspunkten.

2152 Vgl. insoweit gerade *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 53 ff.

D. Die Direktvermarktung auf dem Prüfstand – allgemeine Anforderungen

jegliche Berechnungsmethoden, -faktoren und Fördersätze unter Änderungsvorbehalt durch eine geeignete Stelle zu setzen. Diese Maßnahmen sind jedoch nur dann sinnvoll, soweit sich die Direktvermarktung im Rahmen ihrer besonderen Steuerwirkung (Marktintegration i.e.S.) überhaupt als erfolgreich erweist.

E. Besondere Anforderungen an den zweiten Förderweg – marktintegrative Effekte i.e.S.

Nachdem im Vorangegangenen mittels der allgemeinen Parameter die Grundbedingungen des marktintegrativen Erfolgs untersucht wurden, ist die prämierte Direktvermarktung anschließend anhand der besonderen Parameter zu evaluieren. Anschließend kann im Rahmen einer Gesamtschau bestimmt werden, welche marktintegrativen Effekte die prämierte Direktvermarktung herbeiführen kann und ob sie insofern – entgegen der bisherigen Bewertungen und Einschätzungen – zur vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien führt oder zu ihrer Erreichung zumindest beiträgt.

I. Selbstständige und unmittelbare Teilnahme am Strommarkt

Zunächst müssen die erneuerbaren Energien überhaupt mit dem Strommarkt in Berührung kommen.²¹⁵³ Ansonsten kann es keineswegs zur Marktintegration erneuerbarer Energien kommen, es werden also auch marktintegrative Effekte kaum realisierbar sein.²¹⁵⁴

1. Selbstständige und unmittelbare Teilnahme am Strommarkt

Dies setzt wiederum voraus, dass das System der Direktvermarktung eine Teilnahme am Strommarkt vorschreibt, die zugleich dem Kriterium der Selbstständigkeit wie auch Unmittelbarkeit genügt. Unter dem Strommarkt ist insofern insbesondere der börsliche wie auch außerbörsliche Handel inklusive aller seiner ‚Nebenhandelsplätze‘ respektive sonstigen Erwerbsmöglichkeiten zu verstehen.²¹⁵⁵

2153 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.2.a.), S. 212 f.

2154 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.2.a.), S. 212 f.

2155 Siehe zum Strommarkt, dessen Handelsplätze und Eigenheiten nochmals Abschnitt B.VI., S. 119 ff., insb. ab S. 131 ff.

a.) Teilnahme am Strommarkt

aa.) Unmittelbare Festsetzungen im Rahmen der
Direktvermarktungsvorschriften

Um die Fragestellung nach der generellen Marktteilnahme zu beantworten, sind die Vorschriften der (prämiierten) Direktvermarktung und die dabei geltenden (mittelbaren wie auch unmittelbaren) Förderbedingungen zu betrachten. Insofern ist zu konstatieren, dass die Marktpremie nach § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 nur im Rahmen einer Direktvermarktung in der Form des § 33b Nr. 1 EEG 2012 gewährt wird.²¹⁵⁶ Gleiches gilt entsprechend für die Flexibilitätsprämie.²¹⁵⁷ Bei dieser handelt es sich nämlich um ein additionales Förderinstrument („ergänzend zur Marktpremie“²¹⁵⁸).²¹⁵⁹ Eine ausdrückliche, unmittelbare Festsetzung, dass eine generelle Teilnahme am Strommarkt erforderlich ist, erfolgt jedoch weder in § 33g noch in § 33i EEG 2012.²¹⁶⁰

Somit sollte die Untersuchung bei den allgemeinen Direktvermarktungsvorschriften (§§ 33a bis 33f EEG 2012) ansetzen. Doch auch innerhalb des vorgenannten Vorschriftenkanons, insbesondere dem Pflichtenkatalog des § 33c EEG 2012, lässt sich an keiner Stelle eine ausdrückliche, unmittelbare Festsetzung erblicken, welche eine Teilnahmepflicht am Strommarkt ausdrücklich einfordert. Den genannten Bestimmungen ist wiederum lediglich gemeinsam, dass sie entweder als

2156 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 36; so zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 90; siehe zudem Fußnote 2161 auf S. 403.

2157 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 2 und Rn. 8; sowie Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 und Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 159.

2158 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

2159 Vgl. § 33i Abs. 1 EEG 2012; siehe nochmals *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 2 und Rn. 8 sowie Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 und Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.; BR-Drs. 341/11, S. 159.

2160 Vgl. insoweit gerade *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389], wonach (im Rahmen des § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012) keine „[n]äheren Anforderungen an die Direktvermarktung [...] gestellt [werden]“; vgl. insofern ebenso *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 90 und *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 14.

Anwendbarkeitsvoraussetzung und / oder als Tatbestandsvoraussetzung erfordern, dass eine Direktvermarktung des Stroms durch den Anlagenbetreiber überhaupt stattfindet.²¹⁶¹

bb.) Die Legaldefinition des Direktvermarktungsbegriffs als Ausgangspunkt

Demnach kann sich eine ‚Pflicht‘ zur Teilnahme am Strommarkt im Falle der Direktvermarktung nur noch unmittelbar aus dem zugrunde liegenden Direktvermarktungsbegriff des § 33a Abs. 1 EEG 2012 ergeben. Im Rahmen dieser Vorschrift wird nämlich legaldefiniert, was unter dem Terminus der Direktvermarktung zu verstehen ist.²¹⁶² Die nachfolgenden allgemeinen Vorschriften finden demnach – wie bereits dargelegt – gerade nur Anwendung, soweit überhaupt eine Direktvermarktung im vorgenannten Sinne vorliegt.²¹⁶³ Insofern versteht die in

2161 So heißt es etwa in § 33c Abs. 2 EEG 2012 „Anlagenbetreiber dürfen Strom in den Formen des § 33b Nummer 1 oder 2 ferner nur direkt vermarkten, wenn [...]“, wonach der Pflichtenkatalog des Absatzes zwei nur in den Fällen einer prämierten respektive privilegierten Direktvermarktung einschlägig ist, siehe dazu *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 5. Es handelt sich damit um eine Anwendungsvoraussetzung, vgl. insoweit *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 sowie insb. § 33c Rn. 5 sowie *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 8. Dahingegen ist die Direktvermarktung (in der Form des § 33b Nr. 1 EEG 2012) bei § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 eine Tatbestandsvoraussetzung, da die Anlagenbetreiber nur „[...] für Strom [...], den sie [...] direkt vermarkten, von dem Netzbetreiber eine Marktpremie verlangen [können]“ (§ 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012), vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389], die insoweit von „Anspruchsvoraussetzungen“ (ebenda) sprechen; vgl. *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 33 und Rn. 36 sowie *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7 und *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 89 mit der gleichen Formulierung; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1.

2162 BR-Drs. 341/11, S. 152, daneben wird auch die Zulässigkeit der Direktvermarktung beschrieben, siehe ebenda; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.

2163 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1. Die besonderen Vorschriften beinhalten die Direktvermarktung dahingegen als grundlegende Tatbestandsvoraussetzung, siehe nochmals Fußnote 2161, vgl. § 33g Abs. 1 S. 1 sowie § 33i Abs. 1

§ 33a Abs. 1 EEG 2012 vorgesehene Legaldefinition²¹⁶⁴ unter dem Begriff Direktvermarktung den Fall, dass „Anlagenbetreiber [...] Strom aus Anlagen, die ausschließlich erneuerbare Energien oder Grubengas einsetzen, nach Maßgabe der §§ 33b bis 33f an Dritte veräußern“^{2165, 2166}

In diesem Zusammenhang wurde bereits im Grundlagenteil herausgestellt, dass die Veräußerung an den Dritten sowohl eine schuld- wie auch sachenrechtliche Ebene enthält und darüber hinaus noch durch das Kriterium der „Entgeltlichkeit“²¹⁶⁷ geprägt ist.²¹⁶⁸ Damit sind vom Begriff der Veräußerung sowohl der eigentliche schuldrechtliche Verkauf(svorgang) des Stroms wie auch die damit zusammenhängende Übertragung des ‚Stroms‘ (Erlangung der Verfügungsgewalt durch den Dritten) umfasst.²¹⁶⁹ Es handelt sich demnach um die typischen Charakteristika der ‚Veräußerung‘ von Strom am Strommarkt: Insoweit ist im Falle der Marktteilnahme aus Erzeugersicht nämlich zunächst der Abschluss eines entsprechenden Stromlieferungsvertrages²¹⁷⁰ erforderlich (schuldrechtliche Ebene der Veräußerung),²¹⁷¹ bevor sodann die eigentliche Belieferung des Dritten erfolgen kann (sachenrechtliche Ebene). Darüber hinaus zeichnen sich Stromlieferungsverträge am Strommarkt grundsätzlich durch das Kriterium der „Entgeltlichkeit“²¹⁷² aus, – vom Auftreten negativer Strompreise einmal abgesehen. Es sind abseits des Letztgenannten gerade kaum Konstellationen vorstellbar, bei der sich ein im

Nr. 1 EEG 2012, vgl. zu § 33i EEG 2012 gerade *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 4 f., die ausdrücklich von „Voraussetzungen der Flexibilitätsprämie“ (ebenda) sprechen.

2164 BR-Drs. 341/11, S. 152; so *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 5; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 11; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.

2165 § 33a Abs. 1 EEG 2012.

2166 Siehe bereits *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 7.

2167 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

2168 Siehe nochmals *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5; siehe dazu vor allem Abschnitt B.V.2.b.), S. 101.

2169 Siehe nochmals Abschnitt B.V.2.b.), S. 100 f.

2170 Zum Inhalt von Stromlieferungsverträgen sei ausführlich verwiesen auf *de Wyl / Essig*, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 11 Rn. 1 ff. [insb. Rn. 61 ff.].

2171 Vgl. insoweit zur Marktprämie *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12].

2172 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

freien Wettbewerb bestehender Betreiber auf eine gegenleistungslose Stromlieferung einlässt. Insgesamt erfasst der gesetzlich gewählte Begriff demnach die markttypischen Eigenschaften der Teilnahme am Strommarkt.

Fraglich ist, ob dies auch für den Begriff des Dritten gilt. Diesbezüglich wurde im Rahmen des Grundlagenteils herausgestellt, dass unter dem Terminus des Dritten nicht der „abnahmepflichtige[.] Netzbetreiber“²¹⁷³ zu verstehen ist.²¹⁷⁴ Ebenso wenig lässt sich derjenige als Dritter i.S.d. § 33a Abs. 1 EEG 2012 einordnen, der selbst Anlagenbetreiber²¹⁷⁵ ist oder in dessen Lager²¹⁷⁶ beziehungsweise auf dessen Seite²¹⁷⁷ steht.²¹⁷⁸ Letzteres wäre vor allem im Falle einer gesellschaftsrechtlichen Verknüpfung oder einer sonstigen „enge[n] wirtschaftliche[n] und finanzielle[n] Verflechtung[.]“²¹⁷⁹ gegeben.²¹⁸⁰ Diesbezüglich kann festgestellt werden, dass der Absatz von Strom am Markt grundsätzlich an eine vom Anlagenbetreiber verschiedene Person erfolgt. Eine insofern stattfindende „Konzernbelieferung“²¹⁸¹ wie auch ähnliche Konstellationen sind als entsprechende Sonderfälle aus der Betrachtung auszublenden.²¹⁸² Der Gesetzgeber hat den Direktvermarktungsbegriff insgesamt an der

2173 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13.

2174 Vgl. zur Vorgängerregelung *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 44; siehe Abschnitt B.V.2.a.), S. 99.

2175 So *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 4; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 44; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13 zur Vorgängerregelung.

2176 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 4 ff., wobei insoweit eine wertende Entscheidung vorgenommen werden soll; gegen eine wertende Betrachtung *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 45.

2177 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 4 ff., wobei diesbezüglich eine wertende Entscheidung vorgenommen werden soll.

2178 Siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt B.V.2.a.), S. 98 f.

2179 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 5.

2180 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 5 f.

2181 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 3.

2182 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 3 ff., wonach die Konzernbelieferung von vom Drittenbegriff wertend ausgenommen wird, wobei dort jedoch nicht das Vorliegen einer Marktsondersituation, sondern vielmehr die ansonsten mögliche

Konstellation der freien Marktteilnahme ausgerichtet. Dies spiegelt sich auch besonders deutlich darin wider, dass der „abnahmepflichtige[.] Netzbetreiber“²¹⁸³ grundsätzlich kein Dritter i.S.d. § 33a Abs. 1 EEG 2012 ist²¹⁸⁴. Insofern erfolgt eine deutliche Abgrenzung zu der Konstellation der ‚klassischen‘ Mindestvergütungsförderung. Bei dieser steht der Anlagenbetreiber gerade ausschließlich mit dem Netzbetreiber in einem direkten Verhältnis („Zwei-Personen-Verhältnis“²¹⁸⁵).²¹⁸⁶ Dies wird weiter durch das grundsätzlich bestehende Ausschließlichkeitsverhältnis der einzelnen Förder- und Verwertungsformen untereinander und insbesondere zur Direktvermarktung unterstrichen.²¹⁸⁷

cc.) Die Gesetzesbegründung der Vorgängerregelung als weiterer Anknüpfungspunkt

Dass eine Teilnahme am Markt im Rahmen der Direktvermarktung stets erforderlich ist, wird erst recht und vor allem dadurch gestützt, wenn man im Kontext des Direktvermarktungsbegriffes die in der Gesetzesbegründung zur Vorgängerregelung § 17 EEG 2009 festgesetzte Definition dieses Terminus hinzuzieht. Hiernach war die Direktvermarktung explizit als der „Verkauf von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Anlagenbetreibende [...] an der Strombörse oder an OTC-Märkten“²¹⁸⁸ zu verstehen.²¹⁸⁹ Die börslichen Handelsplätze sowie die außerbörslichen

Fehlförderung im Vordergrund der Auslegung stehen (keine ‚echte‘ Teilnahme am Strommarkt).

2183 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13.

2184 Vgl. zur Vorgängerregelung *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 44; siehe vor allem Abschnitt B.V. 2.a.), S. 99.

2185 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 386, insb. die grafische Darstellung]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 4 und Rn. 22.

2186 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 386]; siehe zudem *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 22.

2187 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.3., S. 102 ff.

2188 BT-Drs. 16/9477, S. 24.

2189 So BT-Drs. 16/9477, S. 24; *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 5; vgl. zudem allgemein zum Direktver-

Märkte (OTC-Handel) sind gerade die beiden (Haupt-)Komponenten des Marktes.²¹⁹⁰ Dies bedeutet wiederum, dass die Veräußerung von Strom im Rahmen der Direktvermarktung ausschließlich am Markt erfolgen kann. Anders betrachtet ist demnach grundsätzlich keine Konstellationen im Rahmen der ‚Veräußerung an Dritte‘ (Direktvermarktung) denkbar, bei denen der Markt in irgendwie gearteter Weise vermieden werden kann. Diesbezüglich bedarf es vielmehr einer Abkehr von der Direktvermarktung – und damit der Wahl einer anderen Förder- und / oder Absatzform.²¹⁹¹

dd.) Zwischenergebnis

Insgesamt konnte damit festgestellt werden, dass eine Direktvermarktung nach § 33a Abs. 1 EEG 2012 letztlich die Teilnahme am Strommarkt erfordert. Dies wird zusätzlich durch die besonderen Vorschriften unterstrichen, dazu sogleich.

marktungsbegriff der Vorgängerregelung *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13.

2190 Siehe insoweit zu den einzelnen Handelsplätzen und Produkten nochmals Abschnitt B.VI.3.c.), S. 131 ff.

2191 Als Alternativen stünden allgemein nur ein Rückgriff auf die Mindestvergütung oder der Eigen- bzw. Drittverbrauch zur Verfügung. Doch selbst im Rahmen des Drittverbrauchs kann ein Kontakt mit dem freien Markt erfolgen, selbst wenn dieser Markt starken (räumlichen) Restriktionen unterliegt, da der Drittverbrauch keine Netzdurchleitung zulässt und eine unmittelbare räumliche Nähe erfordert. So ist beispielsweise der Verkauf / die Veräußerung des Stroms an unmittelbare Nachbarn (zum Beispiel lokale Betriebe und Fabriken sowie reguläre Haushaltskunden) denkbar – insoweit existieren beispielsweise Dienstleister, die eine Direktbelieferung in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Generierung von (Zusatz)Erlösen empfehlen / umsetzen, vgl. *energy consoluting Christian Meyer*, Voraussetzungen für den Energiehandel ...zur Erzielung höherer Erlöse!, Folie 14 ff., abrufbar unter http://www.bwe-seminare.de/sites/default/files/ft_11-06-01_06.vortrag_direktvermarktung__christian_meyer.zip (zuletzt abgerufen am: 17.10.2011).

b.) Selbstständigkeit und Unmittelbarkeit der Teilnahme am Strommarkt

Über die generelle Teilnahme am Strommarkt hinaus müsste das System der Direktvermarktung die Selbstständigkeit und Unmittelbarkeit der Marktteilnahme sicherstellen. Dies bedeutet unter Berücksichtigung der bisherigen Förderung durch die Mindestvergütung vor allem, dass sich die Anlagenbetreiber nicht lediglich auf eine Abnahme, Vergütung und Vermarktung durch die Netzbetreiber verlassen dürfen. Eine Übernahme der Marktteilnahme durch eine gesetzlich eingerichtete ‚Förderstelle‘ oder einen anderweitig gesetzlich Verpflichteten ist insoweit unzulässig. Die Anlagenbetreiber müssen sich vielmehr selbst und ‚unmittelbar‘ mit dem Marktgeschehen auseinandersetzen.²¹⁹²

aa.) Der Anlagenbetreiber als Adressat der Direktvermarktung

Ausgangspunkt ist insofern wiederum die Direktvermarktungslegaldefinition²¹⁹³ des § 33a Abs. 1 EEG 2012. Hiernach können die „Anlagenbetreiber [...] Strom aus Anlagen [...] an Dritte veräußern“²¹⁹⁴. Insofern werden lediglich die Anlagenbetreiber konzeptionell von der Direktvermarktung ‚direkt‘ erfasst. Dies bedeutet, dass die für die Direktvermarktung notwendige Marktteilnahme im Wege der Veräußerung an Dritte grundsätzlich durch die Anlagenbetreiber selbst erfolgen muss. So richten sich zwar die in § 33g Abs. 1 S. 1 und § 33i Abs. 1 EEG 2012 niedergelegten Anspruchsgrundlagen²¹⁹⁵ auf die Markt- bzw. Flexibilitäts-

2192 Siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt C.VII.2.a.), S. 212 f.

2193 BR-Drs. 341/11, S. 152; so *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 11; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.

2194 § 33a Abs. 1 EEG 2012.

2195 BR-Drs. 341/11, S. 158 f.; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 30; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7 und § 33i Rn. 4; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 88; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 8.

prämie gegen den Netzbetreiber,²¹⁹⁶ der insoweit bei Vorliegen der Voraussetzungen die jeweiligen Prämien an die Anlagenbetreiber auszuschütten hat. Dies betrifft aber jeweils nur das reine Abwicklungsverhältnis der Förderung,²¹⁹⁷ nicht jedoch den Vorgang der Direktvermarktung als solchen.

Dies zeigt sich auch deutlich an der Regelung des § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012, wonach über die eigentliche Direktvermarktung (§ 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012) hinaus gerade die Abnahme²¹⁹⁸ des Stroms durch den Dritten zur Gewährung der Förderung erforderlich ist.²¹⁹⁹ Dabei ist die vorgenannte Abnahme vom Anlagenbetreiber entsprechend zu dokumentieren,²²⁰⁰ etwa mittels dem mit dem Dritten abgeschlossenen Stromliefervertrag und der entsprechenden Bilanzkreisabrechnung.²²⁰¹ Der abgeschlossene Stromliefervertrag repräsentiert dabei nicht nur die generelle, sondern vor allem auch die unmittelbare Teilnahme am Strommarkt durch den Anlagenbetreiber.

bb.) Zwischenergebnis

Infolgedessen muss die Teilnahme am Strommarkt – und damit die eigentliche ‚Vermarktung‘ – unmittelbar und selbstständig durch den Anlagenbetreiber durchgeführt werden. Er kann damit nicht mehr wie im Rahmen der Mindestvergütung seinen Strom einfach an den „abnahme-

2196 So bereits *Hinsch / Holzappel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 88 und Rn. 123; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 10 und § 33i Rn. 9.

2197 Vgl. dazu bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 23.

2198 Vorliegend darf diese Abnahme nicht mit der Abnahme durch den Netzbetreiber im Rahmen des Mindestvergütungssystems und den zugehörigen Wälzungsmechanismus verwechselt werden.

2199 Zur Direktvermarktung und Abnahme als Anspruchsvoraussetzung der Marktprämie allgemein *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 36 ff.

2200 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 9; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 47.

2201 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 10; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 47; siehe zudem *Salje*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 3.

pflichtigen Netzbetreiber²²⁰² abwälzen, ohne für die anschließende Vermarktung in irgendeiner Form Sorge tragen zu müssen.²²⁰³ Der Anlagenbetreiber vermarktet damit – wie es anscheinend der Wortlaut des Direktvermarktungsbegriffes vorsieht – ‚direkt‘ in den / am Markt.

In diesem Zusammenhang sei nochmals ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es für das Kriterium der Selbstständigkeit wie auch Unmittelbarkeit unschädlich ist, soweit sich ein Anlagenbetreiber im Rahmen des Direktvermarktungs- und Veräußerungsprozesses gegebenenfalls eines Händlers respektive Dienstleisters bedient²²⁰⁴ oder sich mit anderen Anlagenbetreibern gemeinschaftlich organisiert²²⁰⁵. Vorliegend zwingt die gesetzliche Ausgestaltung der Direktvermarktung gerade nicht zu derartigen Verhaltensweisen.²²⁰⁶

2. Teilnahme an allen Handelsplätzen und das Anbieten aller üblichen Handelsprodukte

Weitere Voraussetzung des Parameters der Teilnahme am Strommarkt ist, dass die Direktvermarktung die Teilnahme an allen Handelsplätzen und das Anbieten aller üblichen Handelsprodukte grundsätzlich zulässt und auch dementsprechend anreizt. Sie dürfte den Anlagenbetreibern keine marktfremden Limitationen auferlegen, etwa indem sie die Teilnahme an bestimmten Handelsplätzen oder das Anbieten bestimmter Handelsprodukte zwingend vorschreibt.²²⁰⁷

2202 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13.

2203 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.2.a.), S. 212 f. sowie Abschnitt B.III., S. 66 ff., insb. S. 76 ff. sowie S. 81 ff.

2204 Vgl. dazu exemplarisch *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.] sowie noch Abschnitt E.II.1.b.), S. 422 ff.

2205 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2206 Eine andere Frage hingegen betrifft die Zulässigkeit derartiger Kooperationen und die insoweit stattfindende Stellvertretung, siehe dazu Abschnitt E.II.2., S. 432 ff.

2207 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.2.b.), S. 214 f.

a.) Grundsätzliche Neutralität der Direktvermarktungsvorschriften

Betrachtet man insofern die allgemeinen Direktvermarktungsvorschriften der §§ 33b bis 33f EEG 2012, lassen sich keine expliziten Regelungen erblicken, nach denen lediglich die Teilnahme an bestimmten Handelsplätzen respektive das Anbieten bestimmter Handelsprodukte im Rahmen der Direktvermarktung erlaubt ist oder gar verpflichtend angeordnet wird.²²⁰⁸ Als Anknüpfungspunkt im Rahmen der allgemeinen Vorschriften verbleibt damit nur noch der allgemeine Direktvermarktungsbegriff des § 33a Abs. 1 EEG 2012. Dieser beschränkt sich inhaltlich wie auch dem Wortlaut nach lediglich auf die zuvor beschriebene generelle Veräußerung des Stroms an Dritte.²²⁰⁹ Hieraus lässt sich zunächst nur schlussfolgern, dass eine generelle Veräußerung an Dritte – und damit am Strommarkt – erfolgen muss.²²¹⁰ Es werden hingegen keine Festsetzungen getroffen, an welchem Handelsplatz und als welches Handelsprodukt dies geschehen muss.²²¹¹ Dies wird auch durch die in der Gesetzesbegründung zur Vorgängerregelung des § 17 EEG 2009 bereitgehaltenen Definition des Terminus Direktvermarktung unterstrichen, wonach dieser als „Verkauf von Strom aus Erneuerbaren Energien durch Anlagenbetreibende [...] an der Strombörse oder an OTC-Märkten [aufzufassen ist]“²²¹². Es kann also eine börsliche wie auch außerbörsliche Marktteilnahme (Direktvermarktung) erfolgen.²²¹³

2208 Vgl. allgemein zur Direktvermarktung *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387], wonach die Direktvermarktung „wie sich aus der Legaldefinition des § 33a ergibt, [lediglich] an eine Veräußerung des Stroms an Dritte an[knüpft] und [...] keine weiteren Vorgaben [macht]“.

2209 Vgl. insoweit allgemein zur Direktvermarktung *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, 33a Rn. 8; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt B.V.2, S. 97 ff.

2210 Siehe nochmals ebenda, Abschnitt E.I., S. 403 ff.

2211 Vgl. allgemein zur Direktvermarktung *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387], wonach die Direktvermarktung grundsätzlich „keine weiteren Vorgaben [...] [macht und deshalb] unabhängig davon [ist], wo und wie der Strom direkt vermarktet wird“ (ebenda).

2212 BT-Drs. 16/9477, S. 24.

2213 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 43; so zur Vorgängerregelung *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 1 und Rn. 13; vgl. so (primär) zu der Regelung des § 33g Abs. 1 – *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389] und

Fraglich ist, ob das Vorgenannte auch im Rahmen der besonderen Vorschriften weitergilt. Betrachtet man insofern die Regelung des § 33g Abs. 1 EEG 2012, lassen sich auch hier keine besonderen Festsetzungen über den Handelsort respektive über anzubietende Handelsprodukte entdecken.²²¹⁴ Auf Grund der in § 33g EEG 2012 lediglich getroffenen Festsetzung der Vornahme der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 gelten die vorgenannten Ergebnisse dementsprechend fort.²²¹⁵ Gleiches gilt demnach entsprechend für die Flexibilitätsprämie, da diese als additionales Förderinstrument zur Marktprämie konzipiert wurde,²²¹⁶ vgl. § 33i Abs. 1 EEG 2012. Insgesamt ergeben sich aus den gesetzlichen Festsetzungen demnach keine Beschränkungen bezüglich der Wahl des Handelsplatzes und des Anbietens der jeweiligen Handelsprodukte.

b.) Mittelbare Bindung an den Spotmarkt im Rahmen der Marktprämie

Dahingegen könnte im Bereich der Marktprämie respektive der marktprämiierten Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 eine mittelbare Beschränkung bestehen. Diese könnte sich aus (der Art und Weise) der Berechnung der Marktprämie ergeben. So richtet sich die Ermittlung des durchschnittlichen Marktwertes „*MW*“ nämlich nach den jeweils erzielten Preisen der Stundenkontrakte am börslichen Spotmarkt der EPEX SPOT SE.²²¹⁷ Der genannte Handelsplatz nimmt damit eine Benchmarkfunktion

Ekardt / Hennig, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 8 sowie auch *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15].

2214 Siehe gerade *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389], wonach „nähere Anforderungen an die Direktvermarktung [...] nicht gestellt [werden]“ (ebenda); *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 37; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 8; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 14.

2215 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389] und *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 37, dort mit (weiteren) Beispielen zur Vermarktung durch den Anlagenbetreiber; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 8.

2216 Siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.), S. 312.

2217 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

ein.²²¹⁸ Dies könnte wiederum zur Konsequenz haben, dass die Anlagenbetreiber auf Grund der beschriebenen Benchmarkwirkung²²¹⁹ sich gezwungen sehen, ihren Strom lediglich über diesen Handelsplatz abzusetzen – insbesondere da sie auf diese Weise den im Rahmen der konzeptionellen Bemessung der Marktprämie angedachten Förderbetrag am genausten erreichen können.²²²⁰ Diese Betrachtungsweise würde jedoch übersehen, dass der Preis am Day-Ahead-Spotmarkt bereits von vornherein – und damit unabhängig von der Marktprämie – eine „besondere Referenzfunktion“²²²¹ für am gesamten inländischen Markt gehandelten Strom abbildet.²²²² Bei der Berechnung der Marktprämie wurden diesbezüglich lediglich die anzutreffenden Gegeben- und Eigenheiten des Stromhandels berücksichtigt. Die vorgesehene Bemessungsweise der Marktprämie kann demnach keine mittelbare Bindungswirkung bezüglich des Spotmarktes entfalten.

c.) Zulässigkeit des Anbietens von positiver und negativer Regelennergie

Eine negative Bindungswirkung und Beschränkung könnte sich jedoch im Bereich des Anbietens von Regelennergie²²²³ (Regelleistung) ergeben.

2218 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

2219 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

2220 Vgl. insofern bereits Hinsch / Reshöft, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 14.

2221 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

2222 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 49.

2223 Erläuterung des Terminus der Regelennergie (Regelleistung): Im Rahmen seiner Tätigkeit ist der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung des Leistungsgleichgewichtes zwischen der Einspeisung (Erzeugung) und der Abnahme (Verbrauch) von Strom angehalten. (BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53). Zum Ausgleich derartiger Leistungsungleichgewichte (z.B. durch Fehlprognosen, Kraftwerksausfälle oder fluktuierende Einspeisung dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien) bedient er sich der der Regelennergie (vgl. § 2 Nr. 9 StromNZV), die er mittels regelzonenübergreifender Ausschreibung zusammen mit den anderen Übertragungsnetzbetreibern (über die Internetplattform www.regelleistung.net) von den Erzeugern beschafft. (BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53 f.; siehe dazu auch De Wyl / Thole, in: Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft, § 16 Rn. 240). Es kann dabei

Denn im Rahmen der Mindestvergütung wird für den Anlagenbetreiber nach § 16 Abs. 3 a.E. EEG 2012 ein Verbot des Anbietens von sowohl positiver wie auch negativer Regelleistung statuiert.²²²⁴

aa.) Grundsätzliche Zulässigkeit des Anbietens von Regelleistung

Betrachtet man insofern die Direktvermarktungsvorschriften, könnte das Anbieten von insbesondere negativer Regelleistung bereits mit dem allgemeinen Direktvermarktungsbegriff unvereinbar sein.²²²⁵ Die in § 33a EEG 2012 bereitgehaltene Legaldefinition²²²⁶ spricht gerade von der Veräußerung von Strom an Dritte. Der Terminus Strom lässt darauf

zwischen positiver und negativer Regelleistung unterschieden werden: Positive Regelleistung wird im Falle der Unterspeisung (also wenn es an Strom im Netz mangelt) zusätzlich und ausgleichend eingespeist. (*BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53). Genau umgekehrt wird negative Regelleistung benötigt, wenn ein Leistungsüberschuss im Netz vorliegt (sog. Überspeisung), es wird dem Netz dabei Energie entzogen. (*BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53). Anbieter negativer Regelleistung sind dabei nicht nur Stromerzeuger, sondern auch Verbraucher, (*BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 54) die gezielt den Stromverbrauch (für gewisse Zeit) drosseln oder gar vollständig herunterfahren können („abschaltbare Einheiten“ (*BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 54)). Es kann im Rahmen der Regelleistung dabei zwischen Primär- und Sekundärregelung sowie Minutenreserven unterschieden werden, siehe dazu *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53.

2224 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387]; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 15; vgl. zudem BR-Drs. 341/11, S. 128; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33e Rn. 9; *Breuer*, Zur Bereitstellung von Regelleistung im Rahmen der Direktvermarktung nach dem EEG 2012, REE 2012, S. 17 [S. 18].

2225 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33e Rn. 5; vgl. *dies.*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 7; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 19; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33a Rn. 22.

2226 BR-Drs. 341/11, S. 152; so *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 11; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.

schließen, dass lediglich die Veräußerung „elektrische[r] Arbeit“²²²⁷ dem Begriff und – und damit vom Anwendungsbereich – der Direktvermarktung unterfallen sollen und das Anbieten negativer Regelernergie entsprechend ausgeschlossen wäre.²²²⁸ Zu dieser Schlussfolgerung steht jedoch im Gegensatz, dass die Vorschrift des § 16 Abs. 3 EEG 2012, welche (im Rahmen der Mindestvergütungsanspruchnahme) ein Verbot zur Vermarktung von Regelernergie auferlegt, keine (entsprechende) Anwendung im Rahmen der Direktvermarktung findet.²²²⁹ So ordnet § 33e EEG 2012 nämlich ausdrücklich den Entfall der Regelung und der darin statuierten Pflichten an.²²³⁰ Darüber hinaus wird das Doppelvermarktungsverbot durch § 56 Abs. 1 S. 3 EEG 2012 für die Regelernergievermarktung aufgehoben.²²³¹ Dies hat zur Folge, dass im Rahmen der Direktvermarktung nicht nur jeweils positive oder negative Regelernergie angeboten werden kann.²²³² Vielmehr ist es dem Anlagenbetreiber damit sogar möglich, beide Arten der Regelernergie gleichzeitig anzubieten.²²³³ Die Direktvermarktung stellt damit die einzige

2227 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 3.

2228 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 15; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 7 und § 33e Rn. 5; so zudem *Hinsch / Holzappel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 19 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 22.

2229 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 16 sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 3; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 7.

2230 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 16; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 3; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 7 und § 33e Rn. 5.

2231 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 16; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 3; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 24.

2232 So *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 16; siehe *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 24; so vom Ergebnis ebenfalls *Hinsch / Holzappel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 19 und *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 22.

2233 So *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 16; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 3; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387 f.].

Möglichkeit im Kontext des EEG dar, Regelernergie beziehungsweise – besser gesagt – Regelleistung anzubieten.²²³⁴

Demnach ergibt sich zunächst auch keine negative Bindungswirkung im Bereich der Regelernergie. Dies könnte auch als potenzieller Beitrag zur Versorgungssicherheit – und damit wiederum als Förderung der Netz- und Systemintegration erneuerbarer Energien – angesehen werden.²²³⁵

bb.) Förderung von positiver Regelernergie durch die Marktprämie

Gleichzeitig muss jedoch im Kontext der marktprämiierten Direktvermarktung unmittelbar berücksichtigt werden, dass die (Marktprämien-)Förderung grundsätzlich nur für geleistete und „gelieferte Arbeit“²²³⁶ ausgeschüttet wird, vgl. das Erfordernis des § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012 (Einspeisung und Drittabnahme).²²³⁷ Demzufolge erfährt das Anbieten von negativer Regelernergie gar keine unmittelbare Förderung durch die Marktprämie.²²³⁸ Bei positiver Regelernergie erfolgt eine Förderung dementsprechend nur bei stattfindender Produktion – nicht hingegen beim bloßen Vorhalten von Erzeugungsleistung.²²³⁹

Das Anbieten von Regelernergie ist damit zwar vollumfänglich möglich, wird aber nur teilweise durch das Instrument der Marktprämie gefördert. Hieraus könnten sich noch entsprechende Restriktionen ergeben, worauf

2234 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 18]; siehe zudem *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 7; *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 80.

2235 Vgl. *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 17].

2236 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 40.

2237 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33e Rn. 5; so bereits *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 92.

2238 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 42; siehe zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 92 und *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 15.

2239 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 41 f.

jedoch im Nachfolgenden an entsprechender Stelle ausführlich eingegangen werden soll.²²⁴⁰

d.) Keine Herkunftsnachweise im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung

Im Kontext des Kriteriums einer vollumfänglichen Teilnahme am Strommarkt und an all seinen Handelsplätzen sollte noch konstatiert werden, dass im Rahmen der marktpremiengeförderten Direktvermarktung wie auch bei der regulären Mindestvergütung für den jeweiligen Anlagenbetreiber keine Möglichkeit besteht, sich entsprechende Herkunftsnachweise für den (seinerseits) erzeugten EE-Strom ausstellen zu lassen, vgl. 55 Abs. 1 S. 1 und vor allem S. 2 EEG 2012.²²⁴¹ Im Gegensatz dazu ist es bei der grünstromprivilegierten Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 wie auch der sonstigen Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 sehr wohl möglich, sich entsprechende Herkunftsnachweise ausstellen zu lassen.²²⁴² Somit können die jeweiligen grünstromprivilegierten Elektrizitätsversorgungsunternehmen gegenüber ihren Endkunden den jeweiligen Strom als ‚Ökostrom‘ respektive ‚Grünstrom‘ ausweisen.²²⁴³ Hiermit wird für die jeweiligen Ökostromhändler eine gewisse wirtschaftliche Attraktivität generiert.²²⁴⁴

Infolgedessen könnte es zunächst negativ erscheinen, dass der prämierten Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 der Handel mit Herkunftsnachweisen entsprechend versperrt bleibt. Man könnte also eine Beschränkung der Handelsmöglichkeiten auf dem Strommarkt annehmen. Hierbei darf aber nicht übersehen werden, dass es sich bei dem Handel mit Herkunftsnachweisen wiederum um einen Markt handelt, der den regulären fossilen Erzeugungsarten nicht unmittelbar zugänglich ist. Die jeweiligen konventionellen ‚Anlagenbetreiber‘ unterfallen gerade nicht dem Anwendungsbereich des § 55 Abs. 1 EEG 2012. Es handelt sich bei

2240 Siehe insoweit Abschnitt E.III.3., S. 479 ff.

2241 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 21; vgl. zudem *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 20.

2242 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 20.

2243 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387].

2244 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 387].

den Herkunftsnachweisen also nicht um einen Bestandteil (Produkt) des regulären Strommarktes. Der Handel mit Herkunftsnachweisen muss insofern als ein Sondermarkt eingeordnet werden.

Auf Grund dieser Sonderstellung der Herkunftsnachweise ist es insgesamt als positiv zu bewerten, dass die erneuerbaren Energien im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung (auf Grund der Regelung des § 55 Abs. 1 S. 2 EEG 2012) keine Herkunftsnachweise erlangen und demnach handeln können. Dies führt insgesamt (mittelbar) dazu, dass eine grundsätzlich vollständige Teilnahme am Strommarkt und all seiner Handelsplätze im Rahmen der prämierten Direktvermarktung gewährleistet bleibt. Umgekehrt besteht im Rahmen der Direktvermarktung i.S.d. § 33b Nr. 2 und Nr. 3 EEG 2012 damit ein weiterer Grund, der gegen deren marktintegrative Wirkung spricht.

3. Sondersituation im Rahmen der anteiligen Direktvermarktung

Im Kontext der anteiligen Direktvermarktung könnte eine Korrektur der bisherigen Ergebnisse – insbesondere bezüglich der generellen, selbstständigen und unmittelbaren Marktteilnahme – erforderlich sein. Wie im Grundlagenteil bereits dargestellt, erlaubt die anteilige Direktvermarktung unter anderem die prozentuale Verteilung der in der Anlage produzierten Strommenge auf die verschiedenen Förder- wie auch Verwertungsformen des EEG, vgl. § 33f Abs. 1 EEG 2012.²²⁴⁵ Es steht danach im grundsätzlichen²²⁴⁶ Ermessen des Anlagenbetreibers („dürfen“²²⁴⁷), (unter anderem) den Förderweg der Mindestvergütung wie auch den der Direktvermarktung ‚parallel‘ in Anspruch zu nehmen (zum Beispiel 50 Prozent Mindestvergütung, 50 Prozent (marktpremiierte) Direktvermarktung),²²⁴⁸

2245 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 1; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33f Rn. 1 und Rn. 3; siehe vor allem Abschnitt B.V.3.c.), S. 105 sowie B.V.4.b.), S. 107 f.; siehe zudem Abschnitt D.I.1.b.), S. 251 f.

2246 Eine Ausnahme besteht lediglich für die großen Biogasneuanlagen, die zur Direktvermarktung verpflichtet sind, siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.1.c.), S. 253.

2247 § 33f Abs. 1 EEG 2012.

2248 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 3; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33f Rn. 1 und Rn. 3.

wobei jedoch die quotalen Anforderungen eingehalten werden müssen.²²⁴⁹ Die anteilige Inanspruchnahme der Mindestvergütung im Wege der Direktvermarktung nach § 33f EEG 2012 führt stets dazu, dass der jeweilige nicht-direktvermarktete Anteil der Strommenge dem Strommarkt auch nicht zugeführt werden kann. Mit anderen Worten muss der Anlagenbetreiber lediglich entsprechend des (frei) gewählten Prozentsatzes am Strommarkt teilnehmen. Dies bedeutet wiederum, dass im Falle der anteiligen Direktvermarktung die unmittelbare, selbstständige Marktteilnahme nur anteilig erfüllt werden kann. Insgesamt muss die Möglichkeit der anteiligen Direktvermarktung daher grundsätzlich als Verstoß gegen das Kriterium der (vollständig) unmittelbaren wie auch selbstständigen Marktteilnahme gewertet werden. Dabei darf hingegen nicht außer Acht gelassen werden, dass eine Inanspruchnahme dieser (Sonder-)Form der Direktvermarktung kaum zu erwarten ist, da sie gegenüber der ‚einfachen‘ vollständigen Direktvermarktung nochmals deutlich gesteigerte Anforderungen aufweist.²²⁵⁰ Folglich relativiert sich die Schwere des Verstoßes entsprechend.

4. Ergebnis des Parameters

Demnach wird innerhalb des Systems der Direktvermarktung eine unmittelbare wie auch selbstständige Teilnahme am Strommarkt grundsätzlich sichergestellt. Eine Ausnahme bildet lediglich die anteilige Direktvermarktung. Darüber hinaus erlaubt das System der Direktvermarktung die Teilnahme an allen Handelsplätzen und das Anbieten aller Handelsprodukte, wobei eine entsprechend gleichmäßige wie auch offene Förderung (Anreizsetzung) bezüglich aller Produkte und Handelsplätze anzutreffen ist. Es erfolgt insofern nämlich keine Spezifizierung der Förderung, es wird lediglich die generelle Direktvermarktung belohnt. Lediglich im Rahmen der negativen Regelleistung ließ sich diesbezüglich

2249 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 7; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33f Rn. 6.

2250 Vgl. zu diesen Anforderungen ausführlich *Salje*, EEG 2012, § 33f Rn. 2 ff. sowie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 385] und *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33f Rn. 5ff.

eine Ausnahmesituation attestieren, deren Bedeutung und Schwere im Nachfolgenden noch genauer beleuchtet werden soll.

Mit dem novellierten Direktvermarktungssystem erfolgt damit eine (grundsätzlich) weitgehende²²⁵¹ Abkehr vom bisher mit der Mindestvergütung praktizierten (mittelbaren) Vermarktungs- und Wälzungsmechanismus über die Netzbetreiber²²⁵². Indem den jeweiligen Akteuren keine entsprechenden Restriktionen durch das Direktvermarktungssystem selbst auferlegt werden, wird sonach ein entscheidender Grundstein für eine erfolgreiche Marktintegration der erneuerbaren Energien gesetzt.

Setzt man die vorgenannten Ergebnisse noch mit der anzutreffenden Nutzung in Verbindung, so ist zu konstatieren, dass im Jahr 2012 fast ein Drittel der installierten Leistung (31,59 Prozent)²²⁵³ der erneuerbaren Energien am Strommarkt teilgenommen haben, im Jahr 2013 mit 44,15 Prozent (ausgehend von den Ausbauzahlen von 2012)²²⁵⁴ sogar entsprechend mehr. Gleichwohl erfolgt die Marktteilnahme damit primär und absolut überwiegend lediglich durch windenergetische Erzeugungsanlagen.²²⁵⁵

II. Möglichkeit der Vernetzung auf dem Strommarkt

Zusätzlich zur generellen ‚einfachen‘ Teilnahme am Strommarkt hat das System der Direktvermarktung auch eine Vernetzung der Akteure im Rahmen des Strommarktes – und damit auch innerhalb des Fördersystemmechanismus – zuzulassen. Darüber hinaus müsste es mittel- oder unmittelbar zu attestierbaren Vernetzungen (in der Praxis) führen / geführt haben.

2251 Insofern darf nicht übersehen werden, dass der im EEG implementierte Wälzungsmechanismus zur lediglich finanziellen Wälzung der anfallenden Förderkosten gleichwohl beibehalten und entsprechend modifiziert wurde, siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.2., S. 288 ff.

2252 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.IV.3., S. 81 ff.

2253 Siehe Abschnitt D.I.2.a.)aa.)(1), S. 262.

2254 Siehe Abschnitt D.I.2.a.)aa.)(1), S. 262.

2255 Vgl. insoweit nochmals Abschnitt D.I.2.d.) und Abschnitt D.I.2.f.) sowie Abschnitt D.I.2.h.)bb.), S. 274 ff. zur Ausprägung der Nutzung der Direktvermarktung durch die einzelnen Erzeugungsformen.

1. Vernetzungen auf dem Strommarkt durch die marktpremiierte Direktvermarktung

a.) Unmittelbare Förderung von Vernetzungen oder Kooperationen

Um beantworten zu können, ob das System der Direktvermarktung entsprechende Vernetzungen zwischen den Akteuren zulässt und diese auch zurechenbar (in der Praxis) herbeiführt, ist vorbereitend zu untersuchen, ob die Direktvermarktung über Mechanismen verfügt, die das Entstehen derartiger Vernetzungen oder sogar Kooperationen fördern. Aus dem Bestehen einer solchen Förderung können sich grundsätzlich Rückschlüsse auf die generelle Zulässigkeit von Vernetzungen und Kooperationen ergeben.

Unter Kooperationen sollen dabei jegliche Formen von unternehmerischer Zusammenarbeit zwischen den einzelnen Akteuren am Strommarkt verstanden werden, welche inhaltlich und / oder vertraglich nicht einfach ‚lediglich‘ den Bezug von Energie umfassen (Stromhandel i.e.S.). Bei Kooperationen handelt es sich demnach um ein ‚Mehr‘ gegenüber der regulären Absatzbeziehung. Unter Vernetzungen fallen dahingegen jegliche Formen der Verknüpfung der am Markt auftretenden Akteure, insbesondere auch der ‚einfache‘ Aufbau von Handels- und Absatzkontakten. Die Vernetzung umfasst damit letztlich auch die Kooperation als spezielle Unterform.

Betrachtet man unter diesem Aspekt das System der (prämierten) Direktvermarktung, lassen sich im Rahmen der in Teil 3a befindlichen Vorschriften keinerlei besondere Anforderungen oder Pflichten entdecken, welche das Eingehen einer Beziehung zu anderen Akteuren voraussetzen, die ihrerseits über die im Rahmen des Direktvermarktungsbegriff vorgesehene reguläre ‚einfache‘ Veräußerung an Dritte hinausgeht (‚Plus‘ gegenüber jeglicher Absatzbeziehung). Vielmehr findet innerhalb der Vorschriften der §§ 33a ff. EEG 2012 lediglich die – bereits im Vorhinein beschriebene – Anknüpfung an den allgemeinen Direktvermarktungsbegriff des § 33a Abs. 1 EEG 2012 statt.²²⁵⁶ Dies gilt insbesondere auch für die besonderen Vorschriften der §§ 33g und 33i EEG 2012. Insofern dienen die in den Vorschriften der §§ 33b bis 33f EEG 2012 festgelegten

2256 Vgl. dazu *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1; siehe zudem Abschnitt D.I.1.a.), S. 251 und Abschnitt E.I.1.a.)aa.), S. 402 f. und Fußnote 2161 auf S. 403.

Voraussetzungen und Pflichten allein der Sicherstellung des geordneten Ablaufs sowie insbesondere auch der Vermeidung von Missbrauch²²⁵⁷, Fehl- und Überförderung²²⁵⁸, hingegen nicht der Herbeiführung von Kooperationen. Gleichzeitig sind die Vorschriften des Teil 3a EEG 2012 lediglich an den Anlagenbetreiber adressiert, sodass auch nur dieser eine unmittelbare Förderung erfährt.

b.) Mittelbare Förderung von Vernetzungen und Kooperationen

Gleichwohl könnte die marktprämierte Direktvermarktung zurechenbar zu Vernetzungen oder gar Kooperationen am Strommarkt führen / geführt haben, die über die einfache Veräußerung am Strommarkt hinausgehen.

aa.) Entstehen eines Teilmarktes für Zwischenhandel²²⁵⁹

Betrachtet man unter diesem Aspekt die Entwicklung auf dem Strommarkt seit Inkrafttreten der Direktvermarktung, zeigt sich deutlich, dass nicht nur ein gewichtiger Teil der Erneuerbaren-Energien-Anlagenbetreiber das Modell der Marktprämie zur Grundlage ihrer unternehmerischen Tätigkeit erhoben hat.²²⁶⁰ Demnach haben sich nicht nur im Rahmen der anlagenbe-

2257 Siehe allein exemplarisch zum Telos der Regelung des § 33c EEG 2012 BR-Drs. 341/11, S. 157; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389 ff.]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 1 f.; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33c Rn. 1 und Rn. 6; siehe zudem Abschnitt D.V.1.a.), S. 383 f.

2258 Vgl. exemplarisch *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33b Rn. 1.

2259 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2260 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.]; *Zimmermann*, Den Markt lernen, Neue Energie, 04/2012, S. 62 [S. 62]; vgl. zudem *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012); *dies.*, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013); siehe vor allem aber nochmals zur Nutzung der Direktvermarktung und der zugehörigen Instrumente durch die jeweiligen verschiedenen Erzeugungsarten erneuerbarer Energien Abschnitt D.I.2., S. 260 ff.

treiberbezogenen Strukturen entsprechende Veränderungen ergeben.²²⁶¹ Vielmehr hat sich im Zuge dieser unternehmensstrategischen Neuausrichtung der Anlagenbetreiber zugleich ein „Markt für [sog.] Zwischenhändler“²²⁶² herausgebildet²²⁶³. Dies könnte grundsätzlich als Erfolg der Direktvermarktung im Bereich der Herbeiführung entsprechender Vernetzungen gewertet werden. Hierfür ist es jedoch erforderlich, das Geschäftsmodell des Zwischenhandels²²⁶⁴ genauer zu betrachten.

bb.) Das Geschäftsmodell des Zwischenhandels²²⁶⁵ im Detail

Insofern besteht das Geschäftsmodell der tätig gewordenen Unternehmen („Zwischenhändler“²²⁶⁶) im Kern darin, die Direktvermarktung für den Anlagenbetreiber („operativ“²²⁶⁷) abzuwickeln.²²⁶⁸ Diesbezüglich sind in

2261 Vgl. Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2262 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2263 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19]; siehe zudem Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; Horst / Hauser (IZES), Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 22 u. S. 42, wobei diese jedoch nur von „Marktmodelle[n]“ (ebenda) beziehungsweise „Geschäftsmodelle[n]“ (ebenda) sprechen.

2264 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2265 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2266 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2267 Green Energy Systems (GESY), Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie (Mustervertrag), S. 2, abrufbar unter: http://www.gesy.net/GESY_Muster_Stromliefervertrag_EE_Direktvermarktung_Windenergie.pdf (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013).

2268 Siehe Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328]; Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19]; siehe zudem Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; vgl. aber vor allem (beispielgebend) GESY, Direktvermarktung, abrufbar unter: <http://www.gesy.net/direktvermarktung.html> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013); GESY, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 1 ff. [insb. S. 2]; RWE Vertrieb (RWE), Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2, abrufbar unter: <http://www.rwe.de/web/cms/mediablob/de/1474642/dat a/1474598/1/geschaeftskunden/rwe-eeg-direktvermarktung/Energieertraege-stei gern.pdf> (zuletzt abgerufen am: 23.2.2014); Statkraft Markets (Statkraft), Produkte und Leistungen, EEG-Direktvermarktung, Das Statkraft Vermarktungsmodell, abrufbar unter: <http://www.statkraft.de/produkte-und-leistungen/di rektvermarktung/statkraft-vermarktungsmodell/> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013); WE², Unsere Leistungen auf einen Blick, abrufbar unter: <http://ww w.we-quadrat.de/unsere-leistungen.html> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013).

den Einzelheiten zwar jeweils abweichende Ausgestaltungskonzepte anzutreffen.²²⁶⁹ Gleichwohl gehen die gewählten Geschäftsmodelle allseits über den eigentliche Vorgang der Veräußerung an Dritte (Direktvermarktung im eigentlichen Sinne) hinaus:²²⁷⁰ Zusätzlich zur Erbringung der vorgenannten Vermarktungsleistung erhält der jeweilige Anlagenbetreiber für seinen erzeugten Strom dabei (vom jeweiligen „Zwischenhändler“²²⁷¹) nämlich eine (vertraglich) stets „garantierte“ Vergütung, die (grundsätzlich) oberhalb der Mindestvergütung angesiedelt ist (sog. „EEG plus X“-Vergütungsmodell²²⁷²).²²⁷³ Im Gegenzug ist der Anlagenbetreiber verpflichtet, dem jeweiligen „Zwischenhändler“²²⁷⁴ vollständigen Zugriff auf die Marktprämienzahlung (vorab)

2269 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2270 Vgl. Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 f.]; vgl. vor allem aber exemplarisch GESY, Direktvermarktung; GESY, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 1 ff. [insb. S. 2]; RWE, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2; Statkraft, Das Statkraft Vermarktungsmodell, WE², Unsere Leistungen auf einen Blick; vgl. zudem Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 10].

2271 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2272 Vgl. Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10], der das Vergütungsmodell insoweit als „EEG plus“ (ebenda) beschreibt; vgl. exemplarisch Werum, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., Folie 32 und 35, abrufbar unter: http://www.inpower.de/fileadmin/daten/pdf/vortraege/2011-10-13_BWE_Fachtagung_Direktvermarktung_in_power-Pr%C3%A4sentation_JW.pdf (zuletzt abgerufen am: 23.2.2014).

2273 Siehe Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 f.] sowie Stauss, Marktprämie für Windenergieanlagen, ew 19/2012, S. 56 [S. 57], jeweils zur Windenergie; Horst / Hauser (IZES), Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 42; vgl. Zimmermann, Neue Energie, 09/2011, S. 34 [S. 38]; vgl. zudem (exemplarisch) GESY, Direktvermarktung; GESY, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 6 f.; RWE, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2; Statkraft, Das Statkraft Vermarktungsmodell; WE², Unsere Leistungen auf einen Blick; Werum, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., Folie 32 und 35.

2274 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

einzuräumen.²²⁷⁵ Dafür sieht der Direktvermarktungsvertrag meist²²⁷⁶ die Abtretung des Marktprämienanspruchs des Anlagenbetreibers (§ 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012) an den jeweiligen „Zwischenhändler“²²⁷⁷ vor.²²⁷⁸

Die Einziehung dieses Anspruchs erfolgt dabei grundsätzlich durch den „professionelle[n] Vermarkter“²²⁷⁹ selbst.²²⁸⁰ Eine alternative Abwicklungslösung sieht dahingegen den Verbleib des Marktprämienanspruchs beim Anlagenbetreiber vor.²²⁸¹ Das Einziehen der Marktprämie (beim Netzbetreiber) erfolgt sodann durch den Anlagenbetreiber selbst.²²⁸² Letzteres Modell wird in der Praxis jedoch höchstwahrscheinlich nur in wenigen Fällen anzutreffen sein.²²⁸³ Dies liegt darin begründet, dass es für den jeweiligen „Zwischenhändler“²²⁸⁴ einerseits Unsicherheiten bei der Abwicklung und Planung befürchten lässt und andererseits den Gesamt-

2275 Vgl. von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 9 f., abrufbar unter http://www.bwe-seminare.de/sites/default/files/ft_11-06-01__08.vortrag_direktvermarktung_philipp_von_tettau.zip (zuletzt abgerufen am: 13.10.2011); vgl. zudem ebenda Folie 16 sowie Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 12].

2276 Vgl. von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 16; vgl. zudem Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 25 allgemein zur Praxis der Direktvermarktung.

2277 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2278 Siehe Von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 9 f.; vgl. zudem ebenda Folie 16; vgl. auch Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 12] und Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 25.

2279 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2280 Von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 10, vgl. zudem ebenda Folie 16; denkbar ist in diesem Kontext ebenfalls eine Abtretung der Forderung an den jeweiligen Zwischenhändler, wobei die Einziehung im Rahmen einer Bevollmächtigung durch den jeweiligen Anlagenbetreiber erfolgt; vgl. zudem Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 25; Hinsch / Reshöft, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 9.

2281 Von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 10; vgl. ebenda Folie 16.

2282 Vgl. von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 10 und Folie 16.

2283 Vgl. von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 16.

2284 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

aufwand der Umsetzung erhöht.²²⁸⁵ Zudem ist auch aus Sicht des Anlagenbetreibers das erste Modell vorzugswürdig, da es eine gesteigerte Einfachheit aufweist und somit grundsätzlich größeren Anklang²²⁸⁶ findet.²²⁸⁷

cc.) Die Marktpremie als Finanzierungsmittel und Grundlage des Geschäftsmodells

Betrachtet man also die Konzeption des vorgenannten Geschäftsmodells, so wird deutlich, dass dieses allein auf der vom Gesetzgeber gewählten Ausgestaltung der Marktpremie beruht:²²⁸⁸ Durch die zusätzlich zur „gleitende[n] Prämie“²²⁸⁹ angesetzte Managementprämie wird (eigentlich dem Anlagenbetreiber) nämlich stets die Möglichkeit offeriert, durch marktwirtschaftliches Verhalten einen Mehrgewinn und zumindest stete Mehreinnahmen gegenüber der regulären Mindestvergütung zu erzielen.²²⁹⁰ Diese Möglichkeit der Mehrerlöserzielung machen sich die

2285 Dem steht jedoch umgekehrt auf Seiten des Anlagenbetreibers ein Vorteil gegenüber: Der Anlagenbetreiber ist bei dieser Abwicklungsform nicht dem Insolvenzrisiko des Zwischenhändlers derart stark ausgesetzt wie im ‚marktüblichen‘ ersten (Abtretungs-)Modell, siehe von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 10; vgl. zudem Folie 16.

2286 Vgl. von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 16; vgl. zudem (exemplarisch) GESY, Direktvermarktung; GESY, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 1 ff. [insb. S. 2]; RWE Vertrieb (RWE), Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2; WE², Unsere Leistungen auf einen Blick.

2287 Der Anlagenbetreiber stets insofern nicht mehreren, sondern nur einem Rechtsträger („Vertragspartner“) im Rahmen der Vergütung gegenüber, von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 10. Dieser übernimmt gerade auch die (wichtigen Punkte der) Abwicklung der Direktvermarktung, vgl. von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 10. Siehe dazu auch nochmals ebenda, S. 423.

2288 Vgl. Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 ff., insb. S. 329 und S. 333].

2289 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2290 Siehe Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 ff.]; vgl. ebenfalls Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; vgl. zudem Hinsch / Reshöft, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 5;

„professionelle[n] Vermarkter“²²⁹¹ im Rahmen ihres Geschäftsmodells (anstelle der Anlagenbetreiber) gezielt zunutze, indem sie diese mit den Vorteilen eines Händlers mit einem entsprechenden Erzeugerportfolio kombinieren.²²⁹² Werden eine Vielzahl von Anlagen (insbesondere Windenergie) in einem derart großen Erzeugerportfolio zusammenführt und gebündelt, können nach dem sog. „Gesetz der großen Zahl“²²⁹³ deutliche Genauigkeitssteigerungen im Rahmen der Prognose (gegenüber Einzelanlagen) realisiert werden.²²⁹⁴ So können die Händler auftretende Prognoserisiken leichter nivellieren respektive entsprechend ausgleichen.²²⁹⁵ Darüber hinaus bietet ihnen die Möglichkeit, virtuelle Kraftwerke²²⁹⁶ mit anderen Erzeugungstechnologien zu bilden, weiteres Potenzial zur Optimierung von Erzeugung und Prognose.²²⁹⁷ Des Weiteren sind auch noch die auftretenden Skaleneffekte im Felde der Vermarktung(skosten) als Vorteil gegenüber der singulären Vermarktung durch den jeweiligen (Einzel-)Anlagenbetreiber zu nennen.²²⁹⁸ Insgesamt stellt sich die gesamte Vermarktungssituation für die jeweiligen „Zwischenhändler“²²⁹⁹ ergo wirtschaftlich besser dar als für den einzelnen Anlagenbetreiber.²³⁰⁰

Auf Seiten der Händler ergibt sich dadurch schließlich eine positive Differenz zwischen der vormals eingenommenen Managementprämie und den insgesamt anfallenden optimierten Prognose- und Vermarktungs-

vgl. dahingegen *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14 (zitiert bei *Salje*; EEG 2012, § 33g Rn. 3), wo allein auf die am Markt erzielten Preise als Quelle für Mehrerlöse abgestellt wird; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254.

2291 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2292 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2293 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

2294 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329]; vgl. dazu *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 57] mit einem Beispiel aus der Praxis.

2295 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

2296 Unter dem Terminus des ‚virtuellen Kraftwerks‘ wird eine „Zusammenschaltung von kleinen, dezentralen Kraftwerken [...] zu einem Verbund [verstanden], die gemeinsam von einer zentralen Warte gesteuert werden“ (*Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17]). Siehe dazu ausführlicher ebenda sowie vor allem Abschnitt F.III.2.a.)aa.) und bb.), S. 593 ff.

2297 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

2298 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

2299 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2300 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

kosten.²³⁰¹ Diese eröffnet den jeweiligen Händlern sodann die Möglichkeit, dem Anlagenbetreiber einen Tarif oberhalb der Mindestvergütung anzubieten und selbst noch Gewinne im Falle entsprechend rationellen Wirtschaftens²³⁰² einzufahren (Rentabilität des Geschäftsmodells).²³⁰³ Dies zeigt sich auch in der Praxis (im Rahmen der Einführungsphase der Marktprämie im Jahr 2012): So erhielten die Anlagenbetreiber meist „[z]irka ein Drittel der Managementprämie“²³⁰⁴, wohingegen der Rest der Managementprämie vom jeweiligen „Vermarkter“²³⁰⁵ beansprucht wurde.²³⁰⁶

Die im Bereich der fluktuierenden Wind- wie auch solaren Strahlungsenergie zu Beginn relativ „hoch angesetzt[e]“²³⁰⁷ Managementprämie ist somit das eigentliche ‚mittelbare Förderinstrument‘ für derartige Kooperationen und kann daher auch als die ‚eigentliche Marktprämie‘ (Marktprämie im eigentlichen Sinne) bezeichnet werden.²³⁰⁸ Sie schafft die entscheidende Basis für die (wirtschaftliche) Teilnahme der Anlagenbetreiber an der Direktvermarktung. Dies erklärt wiederum auch den hohen Nutzungserfolg der Windenergie.²³⁰⁹ Somit wird die Anreiz-

2301 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

2302 Vgl. in diesem Zusammenhang gerade BT-Drs. 15/2864, S. 36, wonach die Mindestvergütung gerade „den Betreibern von optimierten Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien bei rationeller Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen grundsätzlich zu ermöglichen [soll]“ (ebenda); zum Vorgenannten anstatt vieler Lehnert / Thomas, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 1 und Rn. 3.

2303 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 329], wobei diese jedoch nur auf ein ‚wirtschaftliches Arbeiten‘ der Händler abstellen; siehe ebenda S. 333.

2304 Abegg nach Klempert / Garus, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37].

2305 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2306 Abegg nach Klempert / Garus, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37].

2307 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2308 Vgl. insoweit Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.]; vgl. zudem Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 11]; demgegenüber versteht der Gesetzgeber unter dem Terminus der Marktprämie das gesamte Konstrukt aus einerseits „gleitende[r] Prämie“ (Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]) sowie andererseits der Managementprämie, vgl. § 33g und Anlage 4 EEG 2012; vgl. Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11 f.]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326 f.]; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 ff.].

2309 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328]; vgl. zudem ebenda S. 333 zur starken Verbreitung der Händler im Bereich der Wind- und solaren Strahlungsenergie.

funktion der Management- respektive Marktprämie nochmals unterstrichen.

dd.) „Marktdurchdringung“²³¹⁰ des Zwischenhandelsmarktes²³¹¹

Fraglich ist dabei, in welchem Umfang das neue Modell des Zwischenhandels²³¹² den Markt durchdrungen²³¹³ hat. Insofern ist zu konstatieren, dass im Zuge der Initiierung dieses neuen (Teil-)Marktes vor allem viele neue Stromhändler entstanden und aktiv geworden sind.²³¹⁴ Ebenso haben die im Bereich des Grünstromhandels „bereits etablierten“²³¹⁵ Unternehmen gezielt neue Unternehmen beziehungsweise Gesellschaften gegründet, um am neuen Zwischenhandelsmarkt²³¹⁶ teilzunehmen.²³¹⁷ Die Anzahl dieser sog. „Direktvermarkter“²³¹⁸ wurde dabei von der Literatur²³¹⁹ auf „mehr als 30“²³²⁰ beziffert. Nach anderen „[v]orsichtigen Schätzungen“²³²¹ wurde bereits zum ersten Quartal des Jahres 2012 sogar von einer Anzahl von „bis zu 40 Firmen“²³²² ausgegangen,²³²³ unter denen sich sogar vollkommene Newcomer befinden (sollen).²³²⁴ Dabei wird insbesondere im Bereich der Windenergie von einer sehr „hohen Marktdurchdringung“²³²⁵ ausgegangen.²³²⁶ Die überwiegende Mehrheit der Betreiber von Windenergieanlagen soll schon vorab erfolgreich von

2310 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2311 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2312 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2313 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2314 Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2315 Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2316 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2317 Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2318 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2319 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2320 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2321 Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2322 Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2323 Vgl. Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2324 Zimmermann, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

2325 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2326 Siehe Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 und S. 330].

den jeweiligen „Direktvermarktern“²³²⁷ „für ihr Geschäftsmodell gew[o]nnen [worden sein]“^{2328, 2329}

Gleichzeitig lassen sich nicht nur Vernetzungen und Kooperationen mit Stromhändlern attestieren.²³³⁰ Auch die „Entstehung regionaler und bundesweiter Erzeugungsgenossenschaften“²³³¹ ist zu verzeichnen.²³³² Sogar das Entstehen von virtuellen Kraftwerken kann festgestellt werden,²³³³ wobei diese – wenn auch in limitiertem Maße – entsprechende Regelleistung bereitstellen können.²³³⁴

In der Praxis kam es – zwecks Teilnahme an der prämierten Direktvermarktung –²³³⁵ beispielsweise zu einer Bündelung mehrerer Anlagen aus Niedersachsen zu einer Genossenschaft, die mit ihrem Anlagenpool zunächst eine Leistung von 25 Megawatt vorweisen konnte, wobei durch weiteres Zusammenschließen letztlich sogar 50 Megawatt erreicht wurden.²³³⁶ Regionale Grenzen stellten insofern kein zwingendes Hindernis dar.²³³⁷ Hierbei greift die genannte Genossenschaft zur

2327 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2328 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2329 So Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2330 So – jedoch ausschließlich zu Kooperationen – Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2331 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2332 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; siehe dazu auch Sliwiok-Born, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 155 Fn. 1035; ders., Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 187 Fn. 210.

2333 Vgl. Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 und S. 332]; vgl. auch RWE, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 1 f.; Statkraft, Virtuelle Kraftwerke für bedarfsgerechte, erneuerbare Energieerzeugung, abrufbar unter: <http://www.statkraft.de/produkte-und-leistungen/direktvermarktung/virtuelles-kraftwerk/> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013).

2334 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2335 Vgl. Genossenschaft zur Förderung der dezentralen Erzeugung (GFDE), Home (Startseite / Frontpage), abrufbar unter: <http://www.gfde.org/> (zuletzt abgerufen am: 20.06.13).

2336 Vgl. Bensmann, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47].

2337 Vgl. Bensmann, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47].

Vermarktung jedoch wiederum auf einen entsprechenden „professionelle[n] Vermarkter“²³³⁸ zurück.²³³⁹

ee.) Generelle Zurechenbarkeit der entstandenen Vernetzungen und Kooperationen

Insgesamt ist damit festzustellen, dass die Managementprämie als Bestandteil der Marktpremie – und damit diese selbst – die finanzielle Ausgangsbasis und zugleich das mittelbare Förderinstrument der aufgezeigten Vernetzungs- und Kooperationsmodelle darstellt.²³⁴⁰ Diese werden von einer Vielzahl der direktvermarktenden Anlagenbetreiber (primär von Windenergieanlagen) genutzt.²³⁴¹ Es sind demzufolge in der Praxis entsprechende Vernetzungen und Kooperationen der jeweiligen Anlagenbetreibern mit Händlern oder sogar untereinander attestierbar.²³⁴² Diese könnten der marktpremiierten Direktvermarktung daher generell zugerechnet werden. Hiergegen könnte man wiederum einwenden, dass die jeweiligen Händler und / oder Anlagenbetreiber die vorgenannten Modelle als *homines oeconomici* eigenständig entwickelt haben und die Anlagenbetreiber insoweit freiwillig mit den Händlern oder untereinander (im Rahmen der Direktvermarktung) kooperieren. Eine derartige Betrachtungsweise ließe jedoch außer Acht, dass diese Modelle – insbesondere das Modell des Zwischenhandels²³⁴³ – erst durch die gesetzliche Förderung mittels der Marktpremie ermöglicht werden.²³⁴⁴ Die Marktpremie ist als (finanzielle) Grundbedingung für die entstandenen Kooperationen und Vernetzungen vielmehr von derart hoher Bedeutung,

2338 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2339 Vgl. *von der Lage* nach Bensmann, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47] sowie *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47].

2340 Siehe *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.] sowie vor allem Abschnitt E.II.1.b.cc.), S. 426 ff.; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 11].

2341 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff., insb. S. 332 f.].

2342 Siehe *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; siehe nochmals ebenda, Abschnitt E.II.1.b.dd.), S. 429 ff.

2343 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2344 Vgl. nochmals *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.] sowie vor allem Abschnitt E.II.1.b.cc.), S. 426 ff.

dass diese grundsätzlich primär auf sie (zumindest mittelbar) zurückgeführt werden müssen.

2. Zulässigkeit des Zwischenhändlermodells

Bevor das Modell des Zwischenhandels²³⁴⁵ unter kooperativen Gesichtspunkten abschließend bewertet werden kann, ist zu untersuchen, ob derartige Formen der Kooperationen und Vernetzungen vom Fördersystem der Direktvermarktung überhaupt zugelassen werden. Dies ist nicht nur für die Fragestellung von Bedeutung, ob das System der Direktvermarktung der Bildung von Kooperationen und Vernetzungen insoweit entgegensteht. Die rechtliche Zulässigkeit derartiger Kooperationen und Vernetzungen entscheidet auch darüber, ob diese der Direktvermarktung letztlich zugerechnet werden können.

Insofern ist zu prüfen, ob die Abwicklung der Direktvermarktung und die Erfüllung der damit einhergehenden Pflichten ausschließlich durch den Anlagenbetreiber zulässig ist oder auch im Wege der Stellvertretung erfolgen kann. Des Weiteren ist zu untersuchen, ob der Marktpremienanspruch (und auch der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie) nach § 398 BGB abtretbar ist oder ob er einem Abtretungsverbot (statuiert durch das EEG) unterliegt.

a.) Stellvertretung im Rahmen der Direktvermarktung

Fraglich ist demnach, ob der eigentliche Direktvermarktungsvorgang zwingend durch den Anlagenbetreiber selbst durchgeführt werden muss. Insofern stellen jegliche Vorschriften des Teils 3a – und damit insbesondere auch die Norm des § 33g EEG 2012 – auf das Vorliegen der Direktvermarktung ab: Entweder als Voraussetzung der Anwendbarkeit (§§ 33a bis 33f EEG 2012)²³⁴⁶ oder als Tatbestandsvoraussetzung (§ 33g

2345 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2346 *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1; siehe zudem Abschnitt D.I.1.a.), S. 251. und Abschnitt E.I.1.a.)aa.), S. 402 f. und Fußnote 2161 auf S. 403.

Abs. 1 S. 1 EEG 2012)²³⁴⁷. Betrachtet man insofern die Legaldefinition²³⁴⁸ des § 33a Abs. 1 EEG 2012, so ist die Veräußerung des erzeugten Stroms durch den Anlagenbetreiber erforderlich.²³⁴⁹ Dies bedeutet jedoch nicht automatisch, dass eine Stellvertretung des Anlagenbetreibers im Rahmen der Veräußerung (Vorgang der Direktvermarktung) unzulässig ist. So ist nach allgemein privatrechtlichen Grundsätzen nämlich „die Stellvertretung im rechtsgeschäftlichen Verkehr [grundsätzlich] überall zulässig“^{2350, 2351} Eine Ausnahme besteht hingegen lediglich für höchstpersönliche Rechtsgeschäfte.²³⁵² Ein Vertretungsverbot kann dabei aus einem Gesetz, einem Rechtsgeschäft (sog. gewillkürte Höchstpersönlichkeit) oder – nach strittiger Ansicht – sogar ausnahmsweise „aus der Natur des [jeweiligen] Rechtsgeschäfts“²³⁵³ resultieren.²³⁵⁴

Hierbei käme zunächst nur eine gesetzliche Festsetzung eines Vertretungsverbots in Betracht. Da das EEG 2012 jedoch diesbezüglich keine explizite Festsetzung trifft, kann auch nicht von einem Stellvertretungsverbot ausgegangen werden. Hierfür wäre gerade eine Formulierung wie etwa ‚Allein die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber dürfen [...] selbst veräußern‘ oder ‚Ausschließlich die Anlagenbetreiber dürfen [...] eigenständig veräußern‘ erforderlich gewesen. Ebenso wenig folgt aus der Natur der Veräußerung an Dritte (Direktvermarktung) ein Stellvertretungsverbot – und dies unabhängig von der umstrittenen Frage, ob man

2347 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389], die insoweit jeweils von „Anspruchsvoraussetzungen“ (ebenda) sprechen; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 33 und Rn. 36; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7 f.; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG*, § 21 Rn. 89; siehe zudem Abschnitt E.I.1.a.)aa.), S. 402 f. und Fußnote 2161 auf S. 403.

2348 BR-Drs. 341/11, S. 152; so *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG*, § 21 Rn. 11; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 1 f.

2349 Vgl. insoweit *Salje*, EEG 2012, § 33a Rn. 2, der insoweit von „Kern der [...] Legaldefinition“ (ebenda) spricht.

2350 *Leptien*, in: *Soergel, Bürgerliches Gesetzbuch*, Vor § 164 Rn. 84.

2351 Siehe *Leptien*, in: *Soergel, BGB*, Vor § 164 Rn. 84; *Frensch*, in: *Prütting / Wegen / Weinreich, BGB*, § 164 Rn. 26.

2352 *Frensch*, in: *Prütting / Wegen / Weinreich, BGB*, § 164 Rn. 26.

2353 *Frensch*, in: *Prütting / Wegen / Weinreich, BGB*, § 164 Rn. 26.

2354 Siehe *Frensch*, in: *Prütting / Wegen / Weinreich, BGB*, § 164 Rn. 26; siehe zudem *Leptien*, in: *Soergel, BGB*, Vor § 164 Rn. 84.

ein solches hieraus überhaupt herleiten kann.²³⁵⁵ So kann nämlich die Veräußerung von Strom am Strommarkt nicht nur zwingend durch den Anlagenbetreiber unmittelbar selbst erfolgen, sondern erfolgt vor allem im OTC-Handel (als Bestandteil des Strommarktes²³⁵⁶) „häufig unter Einbeziehung von Intermediären, wie etwa Brokern“²³⁵⁷.²³⁵⁸ Zudem hat sich der Gesetzgeber im Rahmen der Vorgängerregelung gerade für die Bezeichnung der Direkt- anstelle der Eigenvermarktung entschieden.²³⁵⁹ So wird im Rahmen der zugehörigen Gesetzesbegründung zu § 17 EEG 2012 sogar ausdrücklich davon gesprochen, dass die „Erzeuger von Strom aus Erneuerbaren Energien [...] sukzessive an den Strommarkt herangeführt werden und lernen [sollen], ihren Strom selbst oder in Kooperation mit anderen Akteuren direkt zu vermarkten [...]“²³⁶⁰. Auf Grund der ausdrücklichen Nennung der Eingehung von Kooperationen, muss auch im Rahmen der aktuellen Fassung mangels entgegenstehender Äußerungen im Gesetzestext wie auch Gesetzesbegründung weiterhin von einer entsprechenden Zulässigkeit (der Stellvertretung) ausgegangen werden.

Das vorgenannte Ergebnis muss grundsätzlich ebenso für die in §§ 33c bis 33i EEG 2012 festgesetzten allgemeinen wie auch besonderen Pflichten bei der Direktvermarktung gelten. Denn auch hier ergibt sich gerade kein ausdrückliches Stellvertretungsverbot, da insbesondere § 33d Abs. 2 und 4, § 33f Abs. 1, § 33g Abs. 1 S. 1 sowie § 33i Abs. 1 und Abs. 3 EEG 2012 lediglich auf den Anlagenbetreiber abstellen. Vielmehr spricht die Gesetzesbegründung zu § 33d Abs. 2 EEG 2012 sogar ausdrücklich davon, dass „diese Mitteilungspflichten [...] nach dem allgemeinen Zivilrecht von den [...] Anlagenbetreibern auch auf die

2355 Vgl. und siehe zum Stellvertretungsverbot auf Grund der „Natur des Rechtsgeschäfts“ (ebenda) *Frensch*, in: Prütting / Wegen / Weinreich, BGB, § 164 Rn. 26, dort m.w.N. sowie *Schilken*, in: Staudinger, BGB, Vorbem zu §§ 164 ff. Rn. 41, dort m.w.N.

2356 Zu den einzelnen Bestandteilen und Handelsplätzen des Strommarktes siehe nochmals Abschnitt B.VI.3.c.), S. 131 ff.

2357 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48.

2358 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 48.

2359 Vgl. BT-Drs. 16/9477, S. 2 und S. 22; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 30.

2360 BT-Drs. 16/9477, S. 24.

Händler übertragen werden [können]^{2361, 2362} Soweit der Gesetzgeber allein die Übertragung – und damit Stellvertretung – im Rahmen der Wechselmitteilung zulässt,²³⁶³ so muss die Stellvertretung erst recht auch im Rahmen der übrigen Direktvermarktungsvorschriften zulässig sein. Hierfür spricht zudem, dass § 33d Teil der strengen Missbrauchsvermeidung²³⁶⁴ im Rahmen des Teil 3a EEG 2012 ist. Es kann damit im Rahmen der übrigen Vorschriften erst recht kein anderer Maßstab angelegt werden. Außerdem wird von der Literatur zur Übermittlungspflicht des § 33g Abs. 1 S. 2 Hs. 2 EEG 2012 vertreten, dass diese auch entsprechend auf einen Dritten übertragbar sei.²³⁶⁵

Insgesamt besteht damit eine generelle Zulässigkeit der Stellvertretung im Rahmen der Direktvermarktung.²³⁶⁶

b.) Abtretbarkeit des Marktprämienanspruchs nach § 33g Abs. 1
S. 1 EEG 2012

Darüber hinaus ist es im Rahmen des dargelegten Geschäftsmodells des Zwischenhandels²³⁶⁷ – und damit zugleich für die Zulässigkeit entsprechender Kooperationen respektive Vernetzungen – entscheidend, ob und inwieweit eine Abtretung der Prämienansprüche (insbesondere des Marktprämienanspruchs) an die jeweiligen „Direktvermarkter“²³⁶⁸

2361 BR-Drs. 341/11, S. 155.

2362 So BR-Drs. 341/11, S. 155; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 6; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 10; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 64; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 26; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 11.

2363 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 6; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 64; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 11.

2364 Siehe zur Missbrauchsvermeidung nochmals Abschnitt D.V.1., S. 382 ff.

2365 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 11.

2366 So letztlich bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 26.

2367 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2368 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

erfolgen darf. Betrachtet man insofern die Regelung des § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012, welche die Anspruchsgrundlage des jeweiligen Anlagenbetreibers auf die Marktprämie gegen den jeweiligen lokalen Netzbetreiber beinhaltet,²³⁶⁹ werden weder innerhalb dieser Anspruchsgrundlage²³⁷⁰ noch innerhalb der Gesetzesbegründung die Abtretbarkeit und ‚Abtretungsfähigkeit‘ des jeweiligen Anspruchs auf die Marktprämie festgesetzt. Des Weiteren schweigt der Gesetzeswortlaut des Teil 3a EEG 2012 ebenfalls an den übrigen Stellen zur Abtretbarkeit und Abtretungsfähigkeit des Prämienanspruchs.

Infolgedessen ist zur Klärung der aufgeworfenen Frage ein Rückgriff auf die allgemeinen bürgerlich-rechtlichen Regelungen und Grundsätze geboten. Nach diesen ist eine Abtretung von Forderungen grundsätzlich zulässig.²³⁷¹ Es besteht sogar eine grundsätzlich Abtretbarkeit (‚Abtretungsfähigkeit‘) künftiger Forderungen, soweit die Entstehung „der Forderung im Zeitpunkt der Abtretung [zumindest] möglich erscheint“²³⁷² und zudem eine ausreichende Bestimmbarkeit besteht.²³⁷³ So muss diese jedoch spätestens „im Zeitpunkt ihrer Entstehung hinsichtlich Gegenstand, Umfang und Person des Schuldners“²³⁷⁴ eine entsprechende Individualisierbarkeit aufweisen.²³⁷⁵ Untersucht man unter diesem Aspekt den Marktprämienanspruch, so richtet sich der Anspruch bereits von Anfang an gegen den jeweiligen Netzbetreiber und auf Auszahlung der

2369 BR-Drs. 341/11, S. 158; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 7; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 8; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 30 ff.; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 5 ff. sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1 f.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

2370 BR-Drs. 341/11, S. 158; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 7; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 8; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 30; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 5 f. sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1 f.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

2371 Siehe *Busche*, in: Staudinger, BGB, Einl zu §§ 398 ff. Rn. 43; *Roth*, in: Säcker / Rixecker / Oetker, MüKo-BGB, § 398 Rn. 62.

2372 *Müller*, in: Prütting / Wegen / Weinreich, BGB, § 398 Rn. 13.

2373 *Müller*, in: Prütting / Wegen / Weinreich, BGB, § 398 Rn. 13.

2374 *Müller*, in: Prütting / Wegen / Weinreich, BGB, § 398 Rn. 15.

2375 *Müller*, in: Prütting / Wegen / Weinreich, BGB, § 398 Rn. 15; siehe zudem *Roth*, in: Säcker / Rixecker / Oetker, MüKo-BGB, § 398 Rn. 67.

Marktprämie, also eines entsprechenden Geldbetrages. Des Weiteren entsteht der Anspruch auf Marktprämie erst dann, soweit eine entsprechende Einspeisung und Drittabnahme erfolgt ist, vgl. § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012.²³⁷⁶ Anhand der im Rahmen des EEG 2012 in § 33g Abs. 2 i.V.m. § 33h und Anlage 4 festgelegten Berechnungsmethode²³⁷⁷ lässt sich sodann anhand der Werte der Einspeisung und den geltenden (monatsdurchschnittlichen) Marktpreisen der Umfang der Forderung ausreichend individualisieren. Auch soweit im Rahmen einer entsprechenden Kooperation grundsätzlich alle zukünftig entstehenden Marktprämienansprüche abgetreten werden, besteht eine entsprechende Bestimmbarkeit, da alle Forderungen auf die Direktvermarktung respektive Förderung durch das EEG 2012 zurückgeführt werden können.²³⁷⁸ Insgesamt wird damit dem Kriterium der ausreichenden Bestimmbarkeit genügt.

Nachdem im Vorhinein dem Marktprämienanspruch eine generelle ‚Abtretungsfähigkeit‘ attestiert werden konnte, bleibt jedoch nach wie vor die Frage zu klären, ob dieser nicht dennoch einem entsprechenden Abtretungsverbot unterfällt. Ein solches kann sich dabei insbesondere aus Spezialgesetzen ergeben.²³⁷⁹ Wie bereits dargelegt sieht § 33g EEG 2012 ausdrücklich kein entsprechendes Abtretungsverbot vor. Gleichwohl könnte sich aus dem Sinn und Zweck des Marktprämienanspruchs (mittelbar) ein entsprechendes Abtretungsverbot ergeben. Dies wäre nämlich vor allem dann der Fall, wenn sich hieraus – entgegen der vorherigen Ausführungen zur allgemeinen Durchführung der Direktvermarktung – eine entsprechende Höchstpersönlichkeit der Beziehung der Prämie ergeben würde. Insofern ordnet gerade auch § 399 Alt. 1 BGB ein Abtretungsverbot bezüglich der „höchstpersönliche[n] Natur [ein]er Forderung“²³⁸⁰ an.²³⁸¹ Dies soll vor allem dann anzunehmen sein, wenn „die Person des Gläubigers für den Inhalt (die Identität) des Anspruchs

2376 Siehe zu diesen Voraussetzungen nochmals *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 38 ff., insb. Rn. 41 und Rn. 45; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 7 und Rn. 9 f.; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 8 und Rn. 15 f.

2377 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 8 ff.

2378 Vgl. *Müller*, in: Prütting / Wegen / Weinreich, BGB, § 398 Rn. 16.

2379 Siehe *Busche*, in: Staudinger, BGB, Einl. zu §§ 398 ff. Rn. 46.

2380 *Roth*, in: Säcker / Rixecker / Oetker, MüKo-BGB, § 398 Rn. 62.

2381 Vgl. *Roth*, in: Säcker / Rixecker / Oetker, MüKo-BGB, § 398 Rn. 62.

wesentlich ist“²³⁸², sog. personengebundene respektive höchstpersönliche Ansprüche.²³⁸³

Entscheidend ist also, ob das Gesetz den Anlagenbetreiber als zwingenden respektive ‚wesentlichen Bestandteil‘ des Anspruchsverhältnisses i.S.d. § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 hält. Diesbezüglich könnte angeführt werden, dass der Gesetzgeber lediglich den Anlagenbetreiber mit den „Wohltaten des Direktvermarktungssystems“²³⁸⁴ versehen wollte, nicht jedoch einem Dritten als Nichtanlagenbetreiber.²³⁸⁵ So könnte auch herangezogen werden, dass der Gesetzgeber gerade im Terminus der Direktvermarktung eine deutliche Abgrenzung zum Dritten beabsichtigt hat.²³⁸⁶ Somit könnte man es als Widerspruch auffassen, soweit ein Anderer als der Anlagenbetreiber den Anspruch auf die Marktpremie innehätte.

Einer solchen Auslegung steht jedoch das Telos der Marktpremie entgegen, welches in der Marktintegration der erneuerbaren Energien erneuerbaren Energien besteht. Demnach müssen grundsätzlich jegliche Lösungen zulässig sein, welche der Marktteilnahme mittel- oder unmittelbar dienlich sein können und eine entsprechende Geeignetheit aufweisen.²³⁸⁷ Dies hat auch für diejenigen Formen zu gelten, die an ein marktintegratives Fördersystem anknüpfen. Gegen ein Abtretungsverbot spricht zudem aus ökonomischer Sicht, dass die Marktpremie – genau wie bereits im Rahmen der Mindestvergütung üblich – auch als Sicherungsgrundlage jeglicher Finanzierung herangezogen werden können muss,²³⁸⁸

2382 Roth, in: Säcker / Rixecker / Oetker, MüKo-BGB, § 399 Rn. 7.

2383 Siehe Roth, in: Säcker / Rixecker / Oetker, MüKo-BGB, § 399 Rn. 7, dort auch sowie in Rn. 8 zu den anderen Gruppen der Unabtretbarkeit.

2384 Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 5.

2385 Vgl. Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 5.

2386 Vgl. Salje, EEG 2012, § 33a Rn. 2 ff.; vgl. ebenso Abschnitt B.V.2.a.), S. 98 f.

2387 Vgl. bereits mit einem ähnlichen argumentativen Ansatz bezüglich der Zulässigkeit der Teilnahme von Regelenergie im Rahmen der Direktvermarktung Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33e Rn. 9.

2388 Vgl. von Tettau, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 13; GESY, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 19; Klein nach Klempert / Garus, SWW 17/2011, S. 34 [S. 36]; vgl. auch Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 12 Fn. 52]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 27; Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

zum Beispiel für Darlehen zur Finanzierung²³⁸⁹ des Anlagenbaus. Ansonsten könnte man den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien insoweit als zukünftig minder erfolgreich erwarten.²³⁹⁰

Vor allem ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich bei einem Abtretungsverbot um eine Ausnahme vom Grundsatz der privatrechtlich generellen Zulässigkeit der Abtretung handelt.²³⁹¹ Dies bedeutet, dass die Annahme einer derartigen Ausnahme nur innerhalb enger Grenzen erfolgen kann. Bezieht man (nochmals ausdrücklich) mit ein, dass der Wortlaut des § 33g EEG 2012 überhaupt keinen Anhaltspunkt für die vorgenannte Auslegung bietet, bleibt für die Annahme einer derartigen Ausnahme infolgedessen kein Raum. Ein Abtretungsverbot besteht für die Marktpremie demnach nicht.²³⁹²

c.) Zwischenergebnis

Daraus resultiert, dass die Abtretung der Marktpremie an die Händler sowie insgesamt grundsätzlich zulässig ist.²³⁹³ Gleiches gilt auch entspre-

2389 Siehe bereits *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 27.

2390 Der Erfolg der Marktpremie als Geschäfts- und vor allem Finanzierungsgrundlage (Sicherungsmittel) ist letztlich vor allem von der Rentabilität der marktpremiierten Direktvermarktung abhängig. Nur soweit diese besteht, wird die Marktpremie überhaupt eine entsprechende Bedeutung als Sicherungsmittel einnehmen können. Siehe zur Rentabilität respektive den Risiken im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung insoweit Abschnitt E.V., S. 498 ff., insb. ab Teilabschnitt E.V.2.b.)aa.), S. 501 ff.

2391 Vgl. *Busche*, in: *Staudinger*, BGB, Einl. zu §§ 398 ff. Rn. 43 ff.; *Roth*, in: *Säcker / Rixecker / Oetker*, MüKo-BGB, § 398 Rn. 62 und § 399 Rn. 1.

2392 Davon geht offenbar *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12] aus, der davon spricht, dass „vereinbart werden [kann], dass der Anlagenbetreiber seinen Anspruch auf die Marktpremie an den Stromhändler nach § 398 BGB abtritt und somit der Netzbetreiber die Marktpremie an den Stromhändler auszahlt“ (ebenda); so letztlich ohne nähere Ausführungen *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 4 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 9.

2393 So *von Tettau*, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, Folie 9; so anscheinend *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12], welcher jedoch die Zulässigkeit der Abtretung insoweit nicht ausdrücklich thematisiert; so ohne nähere Ausführungen *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 4, die insoweit nur von einer „Abtretbarkeit“ (ebenda)

chend für die Flexibilitätsprämie, zumal in § 33i EEG 2012 eine gleiche gesetzliche Ausgestaltung anzutreffen ist und diese zudem ein additionales Förderinstrument zur Marktpremie darstellt²³⁹⁴. Das gesamte Geschäftsmodell der Händler ist somit unter direktvermarktungsspezifischen Aspekten zulässig. Letztlich sind auch keine anderen Kooperationsformen innerhalb der prämierten Direktvermarktung vorstellbar, die über das Vorgenannte hinausgehen. Demzufolge steht diese auch der Vernetzung und Bildung von Kooperationen nicht entgegen. Die im Rahmen des Zwischenhandelsmodells²³⁹⁵ herbeigeführten Kooperationen und Vernetzungen können der Direktvermarktung damit (mittelbar) zugerechnet werden.

3. Bewertung des Modells des Zwischenhandels²³⁹⁶ unter kooperativen Gesichtspunkten

Damit die Herbeiführung der aufgezeigten Vernetzungen und Kooperationen im Rahmen des Modells des Zwischenhandels²³⁹⁷ schließlich vollständig positiven Eingang in die Gesamtbewertung des Parameters finden kann, muss das vorgenannte Modell auch von seiner gesamten Konzeption einer entsprechenden Bewertung standhalten.

Insofern ist unter kooperativen Gesichtspunkten zunächst positiv hervorzuheben, dass es generell zu der Entstehung eines derartigen Modells und Handels gekommen ist.²³⁹⁸ Ebenso kann das hierbei zumindest teilweise zu verzeichnende Entstehen von virtuellen Kraftwerken²³⁹⁹ als vorteilhaft herausgestellt werden. Gleichzeitig darf

sprechen; so letztlich ohne weitere Ausführungen zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 9.

2394 Siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.

2395 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2396 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2397 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2398 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332], die diesbezüglich zunächst allgemein (positiv) hervorheben, dass „in den vergangenen Monaten [...] vielfältige Vermarktungsstrukturen entstanden [sind]“ (ebenda).

2399 Siehe dazu nochmals *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 ff.]; siehe zudem Abschnitt E.II.1.b.)dd.), S. 430; zum Begriff virtueller Kraftwerke und deren Effekten siehe Abschnitt F.III.2.a.)aa.) und bb.), S. 593 ff.

jedoch nicht übersehen werden, dass das neue Handelsmodell ausschließlich in der Marktpremie seinen Ursprung hat.²⁴⁰⁰ Insofern ist das Handelsmodell vor allem darauf ausgerichtet, die erneuerbaren Energien allein mit den „Zwischenhändlern“²⁴⁰¹ in Kontakt zu bringen. Diese übernehmen sodann (soweit möglich) die anfallenden Aufgaben im Rahmen der Direktvermarktung für die jeweiligen EE-Anlagenbetreiber in weiten Teilen oder gar vollständig.²⁴⁰² Dies könnte sich auch auf die Art und Weise der Produktion des Stroms auswirken.²⁴⁰³ Ebenso treten die Händler in Kontakt mit den jeweiligen Prognosedienstleistern –²⁴⁰⁴ die Anlagenbetreiber damit automatisch nicht, soweit sie das Kooperationsmodell nutzen. Demnach besteht grundsätzlich noch keine Chance, dass sich die Anlagenbetreiber selbst entsprechend (untereinander) vernetzen oder kooperieren und beispielsweise Vermarktungsgemeinschaften²⁴⁰⁵ bilden.

Gleichwohl kann es unter kooperativen Aspekten nicht bei der Bewertung verbleiben, dass der allgemeine Nutzen der aufgezeigten Kooperationen und Vernetzungen allein in der grundsätzlich verbesserte Absatzmöglichkeit des EE-Stroms (auf Grund der stattfindenden Bündelung und höheren Kompetenz der jeweiligen Händler) besteht.²⁴⁰⁶ Dies würde nämlich das entscheidende Faktum übersehen, dass ein Großteil der Anlagenbetreiber auf Grund ihrer bisherigen Verortung im Modell der Mindestvergütung noch über keinerlei oder lediglich eine äußerst geringe Erfahrung mit dem Handel am Strommarkt verfügt. Aus diesem Grund kann man keineswegs erwarten, dass sich unmittelbar tiefergehende Kooperationen zwischen den Anlagenbetreibern aufturn. Gleichzeitig könnte sich die vereinzelte Marktteilnahme für den jeweiligen Anlagenbetreiber (aus dessen Sicht) gerade als unwirtschaftlich herausstellen beziehungsweise zumindest herauszustellen drohen.²⁴⁰⁷

2400 Siehe insoweit nochmals Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 426 ff.

2401 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2402 Siehe insoweit nochmals Abschnitt E.II.1.b.)bb.), S. 423 f.

2403 Dazu ausführlich Abschnitt E.III.1.f.)cc.), S. 461 ff.

2404 Vgl. *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 57].

2405 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2406 Vgl. *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 57].

2407 Vgl. allein die Untersuchung zu den erzielbaren Mehr- oder Mindereinnahmen im Rahmen der Direktvermarktung, Abschnitt E.V.2.b.)aa.), S. 501 f. Zudem unterliegt der Einzelanlagenbetreiber gegenüber jeglichen kooperativen Ansätzen stets gewissen Kostennachteilen, da die jeweiligen Skalen- und

Des Weiteren ist zu berücksichtigen, dass das Modell des Zwischenhandels²⁴⁰⁸ die Anreizwirkung der marktpremiierten Direktvermarktung sogar verstärkt, indem es im Vergleich zur ‚regulären‘ Inanspruchnahme der Marktpremie nicht nur die Möglichkeit von Mehreinnahmen gegenüber der Mindestvergütung in Aussicht stellt,²⁴⁰⁹ sondern dem Anlagenbetreiber stets eine Mehrvergütung gegenüber den regulären Einspeisevergütungssätzen vorsieht.²⁴¹⁰ Trotzdem darf nicht übersehen werden, dass sich im Rahmen der Einführungsphase fast ausschließlich Windenergieanlagen in den Portfolien der „professionelle[n] Vermarktern“²⁴¹¹ befinden.²⁴¹² Die monokulturelle Nutzung²⁴¹³ der Marktpremie spiegelt sich dementsprechend wider.

4. Ergebnis des Parameters

Insgesamt steht die marktpremiierte – wie auch entsprechend die flexibilitätsprämiierte – Direktvermarktung der Zulässigkeit von Kooperationen keineswegs entgegen, sondern hat sogar zurechenbar zu deren Entstehen in der Praxis geführt. Dies kann als deutlicher Fortschritt gegenüber dem bisherigen konnexlosen Nebeneinanderstehen der EE-Anlagen im Rahmen der Mindestvergütung gewertet werden. Gleichwohl ist die ‚Güte‘ der eingegangenen Vernetzungen und Kooperationen im Kontext des

Ausgleichseffekte als Einzelanbieter nicht generiert respektive genutzt werden können, vgl. zu diesen nochmals Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 427 sowie auch C.VII.7.b.)cc.), S. 241.

2408 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2409 Siehe Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.

2410 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 f.] sowie *Stauss*, Marktpremie für Windenergieanlagen, ew 19/2012, S. 56 [S. 57], jeweils zur Windenergie; *Horst / Hauser (IZES)*, Eruerung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 42; vgl. *Zimmermann*, Neue Energie, 09/2011, S. 34 [S. 38]; vgl. zudem (exemplarisch) *GESY*, Direktvermarktung; *GESY*, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 6 f.; *RWE*, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2; *Statkraft*, Das Statkraft Vermarktungsmodell; *WE²*, Unsere Leistungen auf einen Blick; *Werum*, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., Folie 32 und 35.

2411 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2412 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff., insb. S. 330].

2413 Siehe zur Nutzung nochmals Abschnitt D.I.2.d.) und D.I.2.h.)bb.), S. 274 ff.

Zwischenhandels²⁴¹⁴ im Nachfolgenden zusätzlich an dem Kriterium der Nachhaltigkeit zu messen. Nur dann kann eine vollumfängliche Bewertung vorgenommen werden.

III. Nachfrage- und Marktpreisorientierung der Anlagenbetreiber

Im Folgenden ist nun die primäre²⁴¹⁵ Aufgabe im Kontext der Marktintegration der erneuerbaren Energien zu untersuchen. Es ist zu analysieren, ob das installierte System der Direktvermarktung und die seinerseits eingesetzten Instrumente der Markt- und Flexibilitätsprämie auf Seiten der Anlagenbetreiber eine Nachfrage- wie auch Marktpreisorientierung – und damit eine Anpassung an die jeweilige Marktsituation – herbeiführen können.²⁴¹⁶ Damit steht zugleich die Fragestellung in Zusammenhang, ob die (prämierte) Direktvermarktung zu einer Angleichung der Angebotspreise der Anlagenbetreiber an die allgemeinen Marktpreise führt respektive diesbezüglich wirksame Anreize setzt.²⁴¹⁷ Nur soweit das Fördersystem die vorgenannten Kriterien (nachhaltig) erfüllt, werden die erneuerbaren Energien (im Falle rationellen Wirtschaftens²⁴¹⁸) dauerhaft am Strommarkt bestehen (können).²⁴¹⁹ Scheitert das Fördersystem der (insbesondere) marktprämierten Direktvermarktung an diesem Kriterium, wird es folglich zu keinem Zeitpunkt eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien bewirken können.²⁴²⁰ Es verbliebe sodann lediglich die bloße Chance auf Verbesserung einzelner Ausgangsbedingungen für die Marktintegration der erneuerbaren Energien.²⁴²¹

2414 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2415 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.4.a.) und c.), S. 220 ff.

2416 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.4.a.), S. 220 ff.

2417 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.4.b.), S. 222 ff.

2418 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36.

2419 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.4, S. 220 ff.

2420 Siehe dazu nochmals C.VII.4.c.), S. 225.

2421 Siehe dazu nochmals C.VII.4.c.), S. 225.

1. Nachfrage- und bedarfsorientiertes Produktions- und Anbieterverhalten durch die marktpremiierte Direktvermarktung

Der Fokus der Untersuchung liegt dabei im Schwerpunkt auf der marktpremiierten Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 – und damit auf dem Förderinstrument der Marktpremie. Es ist zu prüfen, ob diese bei den Anlagenbetreibern ein nachfrage- wie auch bedarfsorientiertes Produktions- und Anbieterverhalten bewirkt (marktgerechtes Verhalten i.e.S.). Die Marktpremie muss demnach vor allem dazu führen, dass eine Produktion wie auch ein Anbieten seitens der Anlagenbetreiber grundsätzlich nur bei Bestehen einer entsprechend hohen Nachfrage (abgebildet durch einen hohen Marktpreis)²⁴²² stattfindet.²⁴²³ Umgekehrt darf bei nichtvorhandener Nachfrage – und somit einem niedrigen, gegebenenfalls sogar negativen Marktpreis –²⁴²⁴ grundsätzlich kein Strom produziert wie auch angeboten werden.²⁴²⁵

a.) Vorgehensweise

Um die Erreichung der vorgenannten Verhaltensweisen durch die marktpremiierte Direktvermarktung evaluieren zu können, ist eingangs erneut der ihr zugrunde liegende Mechanismus und dessen Funktionsweise zu betrachten. Davon ausgehend können Rückschlüsse auf dessen Wirkung – und somit auf das Erzielen eines nachfrage- und marktgerechten Produktions- wie auch Anbieterverhaltens gezogen werden. Hierbei müssen vor allem auch die praktischen Erfahrungen mit der marktpremiierten Direktvermarktung sowie das insofern anzutreffende ‚Marktgeschehen‘ Eingang in die Bewertung finden. So ist die Direktvermarktung gerade durch den Zwischenhandel²⁴²⁶ entsprechend geprägt.²⁴²⁷

2422 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2423 Siehe nochmals Abschnitt C.VII.4.c.), S. 224.

2424 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]. Siehe zudem zur Marktpreisbildung nochmals Abschnitt B.VI.3.d.)bb.) sowie cc.), S. 143 ff.

2425 Siehe nochmals Abschnitt C.VII.4.c.), S. 224 f.

2426 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2427 Siehe dazu nochmals Abschnitt E.II.1.b.), S. 422 ff.

b.) Der theoretische Ansatz der Marktpremie

Betrachtet man die Konzeption der Marktpremie nochmals theoretisch, so unterteilt sich diese in zwei Komponenten – einerseits in die „gleitende“²⁴²⁸, andererseits in die Managementprämie.²⁴²⁹

aa.) Primärintstrument „gleitende Prämie“²⁴³⁰

Die „gleitende Prämie“²⁴³¹ knüpft dabei konzeptionell sowie im Rahmen ihrer Berechnung²⁴³² zunächst an die Mindestvergütung an: So soll dem (direktvermarktenden) Anlagenbetreiber mit der sog. „gleitende[n] Prämie“²⁴³³ der Differenzbetrag zwischen dem regulär erlangbaren EEG-Einspeisetarif (Mindestvergütung) sowie dem am Strommarkt erzielten Preis (Marktpreis) allgemein ersetzt werden.²⁴³⁴ Der finanzielle Ausgleich setzt dabei jedoch nicht an dem Strompreis an, der vom Anlagenbetreiber im Rahmen der freien Vermarktung jeweils tatsächlich erzielt werden konnte („individueller Strompreis“).²⁴³⁵ Vielmehr bildet der am börslichen Spotmarkt (EPEX SPOT SE) erzielte durchschnittliche Monatspreis die Ausgangsbasis der Prämienbemessung,²⁴³⁶ wobei dieser für jede Technologie letztlich gesondert ermittelt und gegebenenfalls anschließend einer technologispezifischen Korrektur unterzogen

2428 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2429 Siehe Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; siehe zudem Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

2430 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2431 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2432 Siehe zur Berechnungsweise der Marktpremie im Detail nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

2433 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2434 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2435 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

2436 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 und S. 390]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

wird.²⁴³⁷ Dies führt letztlich dazu, dass „die Marktpremie [respektive „gleitende Prämie“²⁴³⁸] für jede Stunde dieses Kalendermonats pro Technologie gleich hoch [ausfällt]“²⁴³⁹.

Hieraus soll zugleich der ökonomische Anreiz einer markt- und nachfragegerechten Produktion resultieren.²⁴⁴⁰ Denn soweit der jeweilige Anlagenbetreiber „seine Erzeugung aus einer Tiefpreisphase in eine Hochpreisphase verlagert“²⁴⁴¹ und damit seinen Strom zu „Hochpreisen“²⁴⁴² am Strommarkt nicht nur anbietet, sondern auch erfolgreich absetzen kann, ließen sich durch Ausnutzen des sog. „Preis-Spread[s]“²⁴⁴³ (Differenz „zwischen den durchschnittlich niedrigsten Strompreisen und Höchstpreisen am Strommarkt“²⁴⁴⁴) entsprechende Mehreinnahmen gegenüber der regulären Einspeisevergütung realisieren.²⁴⁴⁵ Ein entgegengesetztes Verhalten (Produktion und Absatz in Zeiten geringer respektive keiner Nachfrage und damit zu Preisen grundsätzlich unterhalb des monatlichen Durchschnitts) führe demgegenüber zu entsprechenden Mindereinnahmen gegenüber der regulären Mindestvergütung.²⁴⁴⁶ Hierin soll letztlich die „zentrale Lenkungsfunktion“²⁴⁴⁷ der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁴⁸ bestehen.²⁴⁴⁹

2437 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 und S. 390].

2438 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2439 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

2440 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

2441 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

2442 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

2443 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

2444 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2445 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

2446 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 10.

2447 *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29].

2448 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2449 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388] sowie *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 10, wobei diese insoweit auf die Marktpremie abstellen.

bb.) Funktion der Managementprämie

Betrachtet man im Vergleich dazu die Managementprämie, so ist diese mit dem vorgenannten Mechanismus nicht unmittelbar funktionell verknüpft. Vielmehr wird sie ergänzend zur „gleitende[n] Prämie“²⁴⁵⁰ gewährt.²⁴⁵¹ Diese soll die bei den Anlagenbetreibern anfallenden „Handlingkosten“²⁴⁵² für die Durchführung der Direktvermarktung kompensieren.²⁴⁵³

Unabhängig von der vorgenannten Funktion bietet sie dem Anlagenbetreiber gleichwohl die Möglichkeit, weitere Mehrerlöse einzufahren, soweit er die Kosten für die Durchführung der Direktvermarktung („Handlingkosten“²⁴⁵⁴) entsprechend minimiert und gleichzeitig die Prognosequalität steigert.²⁴⁵⁵ Ansatzpunkt für die Mehrerlöserzielung ist demnach die Optimierung des gesamten Direktvermarktungsvorgangs.

c.) Steuerfunktion der Managementprämie in isolierter Betrachtung

Bevor im Nachfolgenden auf die Effekte der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁵⁶ und der Marktpremie in ihrer Gesamtwirkung eingegangen wird, ist vorab isoliert zu prüfen, ob nicht die Managementprämie selbst eine Wirkung auf die Bedarfsgerechtigkeit der Erzeugung entfalten kann und ihr damit selbst eine eigene (ergänzende) Steuerwirkung innewohnt. Sie müsste also darauf einwirken, dass die Anlagenbetreiber bei Bestehen einer entsprechend hohen Nachfrage (repräsentiert durch einen hohen Marktpreis)²⁴⁵⁷

2450 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2451 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; siehe zudem *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12].

2452 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2453 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12 f.]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2454 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2455 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

2456 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2457 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

ihren Strom absetzen und in der umgekehrten Situation hingegen keinen oder zumindest weniger Strom veräußern.²⁴⁵⁸

aa.) Telos der Managementprämie

Ziel der Managementprämie ist es, die „Handlingkosten“²⁴⁵⁹ für die Abwicklung der Direktvermarktung zu kompensieren.²⁴⁶⁰ Darunter fallen nach der Anlage 4 Nr. 1.1 (P_M') nicht nur „die notwendigen Kosten für die Börsenzulassung, für die Handelsanbindung, für die Transaktionen für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, für die IT-Infrastruktur, das Personal und Dienstleistungen“²⁴⁶¹ (sog. „technische und administrative Zusatzkosten“²⁴⁶²), sondern auch die Kosten „für die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose“²⁴⁶³.²⁴⁶⁴

bb.) Bedeutung der Prognoseerstellung und
Ausgleichsenergiebeschaffung

Um zu untersuchen, ob die Erstattung derartiger Kosten einen zusätzlichen Effekt auf die Bedarfsgerechtigkeit der Erzeugung ausübt, sind zunächst die Kosten für die Prognose und vor allem die damit zusammenhängenden Kosten für Prognoseabweichungen zu betrachten. Kosten für Prognoseabweichungen (Ausgleichsenergie) fallen dabei in dem Zeitpunkt an, ab dem der Anlagenbetreiber (vor allem einer vom Primärenergieträgerangebot abhängigen, nicht-steuerbaren Anlage) im Rahmen der Einspeisung

2458 Vgl. nochmals Abschnitt C.VII.4.c.), S. 224 f.

2459 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2460 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 36.

2461 Anlage 4 Nr. 1.1 (P_M') EEG 2012.

2462 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

2463 Anlage 4 Nr. 1.1 (P_M') EEG 2012.

2464 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327] sowie *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 36; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 19.

insbesondere negativ von der vorab prognostizierten Einspeisemenge abweicht (sog. Unterspeisung²⁴⁶⁵).²⁴⁶⁶ Gleichwohl entstehen ebenso bei einer positiven Abweichung (sog. Überspeisung) entsprechende Kosten für Ausgleichsenergie.²⁴⁶⁷ Hintergrund ist dabei, dass derartige Prognosen (sog. ‚Fahrpläne‘ beziehungsweise ‚Profile‘) nämlich viertelstundenscharf vom jeweiligen Anlagenbetreiber jeweils vortägig zur Stromlieferung an den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber übermittelt werden müssen.²⁴⁶⁸

In Konsequenz bedeutet das, dass der jeweilige Anlagenbetreiber mit einer verbesserten Prognose weniger bis keine Ausgleichsenergie beschaffen oder begleichen muss. Gleiches gilt entsprechend für die „professionelle[n] Vermarkter“²⁴⁶⁹. Diese müssen nämlich entsprechende Ausgleichsenergie beschaffen, soweit es zu negativen Abweichungen von der Einspeiseprognose des Anlagenbetreibers kommt.²⁴⁷⁰ Sie treten beim Modell des Zwischenhandels²⁴⁷¹ gerade an die Stelle des Anlagenbetreibers.²⁴⁷² Gleichzeitig könnten auch Schadensersatzansprüche seitens des zu Beliefernden (‚Dritter‘ i.S.d. § 33a Abs. 1 EEG 2012) durch eine entsprechende Prognose von vornherein (weitestmöglich) ausgeräumt werden. Bei Steigerungen der Prognosegüte sind damit entsprechende Mehreinnahmen erzielbar,²⁴⁷³ soweit die Einnahmen aus der Manage-

2465 *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie, abrufbar unter: <http://www.next-kraftwerk.de/wissen/regelenergie/ausgleichsenergie> (zuletzt abgerufen am: 26.06.13).

2466 Siehe *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie; vgl. allgemein dazu *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 35]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15].

2467 *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie; vgl. allgemein dazu *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 35]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15].

2468 *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie. Gleiches gilt auch für Händler oder „kommerzielle Stromabnehmer“ (ebenda), soweit sie Strom aus dem Netz entnehmen respektive entsprechend verbrauchen wollen, siehe ebenda; *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 35].

2469 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2470 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

2471 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2472 Siehe zum Modell des Zwischenhandels nochmals Abschnitt E.II.1.b.)bb.), S. 423 f.

2473 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; vgl. zudem *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15]; *R2B Energy Consulting / Consente*c, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 67, wonach die im Falle einer ungenauen, fehlerhaften Prognose entstehenden Ausgleichskosten im Rahmen der Direktvermarktung zu einer Gewinneinbuße auf Seiten des Anlagenbe-

mentprämie die Kosten für Vermarktung, Prognose und Ausgleichsenergie nicht übersteigen.²⁴⁷⁴

cc.) Effekte der Managementprämie

Schließlich kann beantwortet werden, ob derartige Prognosesteigerungen auch positive Auswirkungen auf die Bedarfsgerechtigkeit mit sich bringen. Ausgangslage ist insoweit, dass die Kosten für Ausgleichsenergie insbesondere²⁴⁷⁵ damit zusammenhängen, ob der Anlagenbetreiber seine Prognosen entsprechend einhält.²⁴⁷⁶ Dies hängt wiederum nicht mit dem Bedarf des Marktes zusammen. Denn soweit ein Anlagenbetreiber nicht marktkonform einspeist, kann er aus Sicht des Übertragungsnetzbetreibers – und dies ist allein für das Anfallen der Ausgleichsenergie relevant²⁴⁷⁷ – dennoch fahrplan- und profilgerecht handeln. Zwischen dem Bedarf an Ausgleichsenergie und der allgemeinen Nachfrage- und Bedarfssituation am Strommarkt besteht demnach keine Interdependenz. Dies führt dazu, dass die Managementprämie in isolierter Anwendung keinen unmittelbaren Effekt auf eine bedarfsgerechte Einspeisung hat.

Gleichwohl darf nicht übersehen werden, dass mit der Steigerung der Prognosequalität – welche auch durch die Managementprämie in Form von Mehrerlösen belohnt wird²⁴⁷⁸ – eine mittelbare Verbesserung der bedarfsgerechten Einspeisung einhergehen kann. Denn je genauer ein Anlagenbetreiber seine Einspeisung prognostizieren kann, desto besser kann er seinen Strom am Strommarkt stundengenau positionieren und absetzen. Letzterer Effekt wird jedoch nur für fluktuierende Energieträger

treibers führen, sodass allein auf Grund der vorgenannten Tatsache ein genereller Anreiz zur genauen Prognose und zum möglichst kostengünstigen Ausgleich der (dennoch) anfallenden Prognosefehler bestünde.

2474 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 35]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15].

2475 Des Weiteren nimmt der jeweils geltende Preis für die Ausgleichsenergie entsprechenden Einfluss auf den Kostenumfang. Kostenminimierend kann sich dabei auswirken, dass der jeweilige Anlagenbetreiber vorab selbst eine entsprechende Ersatzlieferung an Strom beschafft, um weniger Ausgleichsenergie (seitens des jeweiligen Netzbetreibers) in Anspruch nehmen zu müssen.

2476 Siehe nochmals *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie; *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 35]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 15].

2477 Siehe nochmals *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie.

2478 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

von Relevanz sein. Diese können ihr Erzeugungsverhalten faktisch kaum steuern und sind insofern auf eine genaue Prognose angewiesen.²⁴⁷⁹

dd.) Zwischenergebnis

Damit ist zu konstatieren, dass die Managementprämie in isolierter Anwendung keinen tiefergehenden beziehungsweise unmittelbaren Effekt auf die Bedarfsgerechtigkeit der Einspeisung herbeiführen kann. Sie könnte allenfalls mittelbar zu einer gewissen zusätzlichen Optimierung der Bedarfsgerechtigkeit beitragen. Das Förderinstrument der Managementprämie steht in seiner Wirkung damit in strenger Abhängigkeit zur Wirkung der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁸⁰; die Wirkung entscheidet den eigentlichen Gesamterfolg der Marktprämie. Demgemäß hat sich bereits klar herausgestellt, dass das Hinwirken auf eine bedarfsgerechte Erzeugung allein – wie auch vom Gesetzgeber offensichtlich beabsichtigt – von der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁸¹ herbeigeführt werden kann. Sie kann damit auch als Primärintstrument bezeichnet werden.²⁴⁸² Die Managementprämie schafft dahingegen hauptsächlich nur die allgemeinen Rahmenbedingungen, sie dient primär der reinen Schrankenüberwindung im Bereich der Vermarktungskosten.

d.) Effekte der Privilegierung der Fernsteuerbarkeit durch die MaPrV

Bevor im nachfolgenden auf die Wirkung der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁸³ eingegangen wird, ist in die Untersuchung noch mit einzustellen, dass die Managementprämie (P_M) in ihrer ursprünglichen Ausgestaltung im Bereich der fluktuierenden Energieträger durch die MaPrV modifiziert

2479 Siehe zu den Eigenschaften fluktuierender Energieträger nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 237.

2480 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2481 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2482 .

2483 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

wird.²⁴⁸⁴ Dabei werden nicht nur die Sätze der Managementprämie herabgesetzt, sondern insbesondere die Anlagenbetreiber mit einer erhöhten Managementprämie für fernsteuerbare Anlagen i.S.d. § 3 MaPrV belohnt.²⁴⁸⁵ Insofern erhalten die Betreiber fernsteuerbarer Anlagen im Laufe der jährlich voranschreitenden Degression von 2013 bis 2015 einen Mehrbetrag an Managementprämie gegenüber nicht-fernsteuerbaren Anlagen von 0,10 (im Jahr 2013) bis zu 0,20 Cent pro Kilowattstunde (im Jahr 2015), vgl. § 2 MaPrV.²⁴⁸⁶ Zu untersuchen ist, ob diese Privilegierung in der durch die MaPrV gefunden Form (in isolierter Betrachtung) einen direkten Effekt auf die Bedarfsgerechtigkeit der Erzeugung haben kann.

Sinn und Zweck der erhöhten Prämiensätze ist dabei, einen entsprechenden Anreiz zur Umgestaltung der jeweiligen Erzeugungsanlagen zur fernsteuerbaren Anlage zu setzen.²⁴⁸⁷ Nach § 3 MaPrV ist für die Fernsteuerbarkeit – und somit für die erhöhte Managementprämie gemäß § 2 Abs. 2 MaPrV – nicht nur eine technische Einrichtung zum jederzeitigen Abrufen der jeweiligen Ist-Einspeisung durch den Dritten als zu Beliefernder in der Direktvermarktung (Dritter i.S.d. § 33a Abs. 1 EEG 2012) oder „eine andere Person, an die dieser Strom weiterveräußert wird“²⁴⁸⁸, erforderlich.²⁴⁸⁹ Vielmehr muss für den Dritten oder die vorgenannte Person (zusätzlich zur Einräumung entsprechender Befugnisse)²⁴⁹⁰ auch die technische Möglichkeit zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bestehen, vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 1

2484 Siehe dazu BT-Drs. 17/10571, S. 1 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 21 f.; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 2 und Rn. 42 ff., insb. Rn. 44; siehe Abschnitt D.II. 3.b.)bb.), S. 296.

2485 Vgl. § 2 MaPrV; vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 14; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 21 f.; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 45 f.; siehe *Hartwig*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 18 f.

2486 Siehe *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46.

2487 Vgl. BT-Drs. 17/10571, S. 14; so *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46.

2488 § 3 Abs. 1 Nr. 1 MaPrV.

2489 Vgl. § 3 Abs. 1 Nr. 1 lit. a) MaPrV; BT-Drs. 17/10571, S. 15; dazu ausführlich *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 48.

2490 Dazu ausführlich *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 48.

und Nr. 2 MaPrV.²⁴⁹¹ Durch die Einräumung der bloßen Möglichkeit, die Ist-Einspeisung jederzeit durch einen Außenstehenden abzurufen beziehungsweise diese entsprechend abzuregeln, wird zwar die Möglichkeit geschaffen, den Prozess der Vermarktung zu optimieren. Man könnte dies gar als abgemilderten Anreiz begreifen, weiterhin entsprechende Kooperationen einzugehen. Gleichwohl wird mit der Förderung der „Einrichtung von Fernsteuerungstechnologie“²⁴⁹² kein Anreiz gesetzt, wann und unter welchen Bedingungen die Strom zu vermarkten beziehungsweise einzuspeisen ist. Im Rahmen des § 3 MaPrV oder an anderer Stelle im Rahmen der MaPrV werden keine (weitergehenden) Regelungen an die eigentliche Veräußerung gestellt. Es herrscht zudem keine Pflicht, die bedarfsgerechte Nutzung der Fernsteuerbarkeit nachzuweisen. Infolgedessen nimmt die ‚Privilegierung‘ der Fernsteuerbarkeit im Rahmen des § 2 Abs. 2 MaPrV keinen unmittelbaren Einfluss auf die Bedarfsgerechtigkeit der jeweiligen Einspeisung.

e.) Zwischenergebnis

Insgesamt ist damit festzustellen, dass die im Rahmen der MaPrV insgesamt vorgesehene Privilegierung der Fernsteuerbarkeit keine eigene Steuerwirkung entfaltet. Die Privilegierung der Fernsteuerbarkeit nimmt damit auch keinen Einfluss auf die generelle ‚neutrale‘ Wirkung der Managementprämie im Kontext der Bedarfsgerechtigkeit.

f.) Die Wirkung der „zentrale[n] Lenkungsfunktion“²⁴⁹³ der Marktprämie

Für die Beantwortung der Frage, ob die Marktprämie zu einer bedarfsge- rechten Erzeugung beiträgt, ist demnach primär die Wirkung der zuvor beschriebenen „gleitende[n] Prämie“²⁴⁹⁴ von Bedeutung ist. Es ist daher zu untersuchen, ob diese auf Seiten der Anlagenbetreiber zu einer bedarfs-

2491 Vgl. gerade BT-Drs. 17/10571, S. 15; dazu ausführlich *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 48.

2492 BT-Drs. 17/10571, S. 1.

2493 *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29].

2494 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

gerechteren Produktion wie auch einer dementsprechenden Veräußerung führen kann. Ausgehend von der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁹⁵ ist folglich die Gesamtwirkung der im Rahmen der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 erlangbaren Marktprämie zu untersuchen.

aa.) Die allgemeine Wirkung der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁹⁶

Wie bereits ausgeführt ist der Mechanismus der „gleitende[n] Prämie“²⁴⁹⁷ derart ausgestaltet, dass diese selbst und somit auch „die Marktprämie für jede Stunde dieses Kalendermonats pro Technologie gleich hoch [ausfällt]“^{2498, 2499} Hieraus folgt die dargelegte „zentrale Lenkungs-funktion“²⁵⁰⁰, welche eine Verlagerung der Produktion und Veräußerung des Stroms zu Zeiten hoher Nachfrage – und damit vorherrschenden hohen Marktpreisen – mit Einnahmen oberhalb der Mindestvergütung belohnt und zugleich eine Veräußerung bei mangelnder Nachfrage und niedrigen Marktpreisen durch entsprechende Mindereinnahmen gegenüber der Mindestvergütung sanktioniert.²⁵⁰¹ In diesem Zuge wird also davon ausgegangen, dass der jeweilige Anlagenbetreiber beim Auftreten negativer Strompreise die Produktion seiner Anlagen einer entsprechenden Abregelung unterziehen würde,²⁵⁰² womit zugleich ein Beitrag für die Systemintegration der erneuerbaren Energien geleistet würde.²⁵⁰³

2495 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2496 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2497 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2498 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

2499 So allein zur Höhe der Marktprämie *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; zur Berechnung der Marktprämie und deren jeweiliger Höhe siehe zudem nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

2500 *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29].

2501 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2502 So *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 56.

2503 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 56.

bb.) Unwirksamkeit der „Lenkungsfunktion“²⁵⁰⁴ bei den fluktuierenden Energieträgern

Ausgehend davon ist nun zu beantworten, ob der im Vorhinein beschriebene Mechanismus auch in der Praxis die zuvor beschriebene Lenkungswirkung²⁵⁰⁵ entfalten kann.

(1) Konzeptionelle Ausgestaltung vs. Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot

Berücksichtigt man insofern die marktwirtschaftlichen wie auch technischen Gegebenheiten, so offenbart sich unmittelbar ein eklatantes Problem. So setzt dessen „Lenkungsfunktion“²⁵⁰⁶ nämlich (anscheinend) konzeptionell voraus, dass die jeweiligen Erzeugungsanlagen stets vollumfänglich dazu in der Lage sind, ihre Produktionsweise an den Bedürfnissen des Marktes und der insoweit vorherrschenden Nachfrage auszurichten. Danach müssten sie die entsprechend ‚geforderte‘ Lastkurve grundsätzlich immer nachzufahren können.

Im Unterschied dazu unterliegen die fluktuierenden Energieträger (solare Strahlungs- und Windenergie) jedoch einer strikten Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot.²⁵⁰⁷ Sie verfügen demzufolge über eine kaum flexibilisierbare Fahrweise.²⁵⁰⁸ Sie sind nur dann zur Produktion von Strom in der Lage, wenn auch ein entsprechendes Primärenergieträgerangebot zur Verfügung steht („wenn der Wind weht oder die Sonne

2504 Hille, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29].

2505 Vgl. Hille, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29], die insofern von einer „zentrale[n] Lenkungsfunktion“ (ebenda) spricht; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2506 Hille, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29].

2507 Siehe dazu exemplarisch *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657]; siehe zudem *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; vgl. *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; vgl. zudem *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380]; siehe vor allem nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 237.

2508 *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66.

scheint“²⁵⁰⁹).²⁵¹⁰ Es besteht folglich eine Abhängigkeit „von den [jeweils vorherrschenden] meteorologischen Gegebenheiten“²⁵¹¹.²⁵¹² Soweit also ein Nachfragebedarf am Markt besteht, aber kein Wind oder keine Sonnenstrahlung zu verzeichnen ist, kann auch kein Strom produziert werden.²⁵¹³ Die bestehende Nachfrage kann damit ebenso wenig gedeckt werden. Für das Ermöglichen eines bedarfsgerechten Anbietens von Energie trotz des Auftretens eines derartigen Mangels am Primärenergie-trägerangebot bedarf es insofern entsprechender Maßnahmen wie etwa der Implementation von Speichern, welche jedoch derzeit so gut wie nicht vorhanden sind.²⁵¹⁴

Die einzige Regelungsmöglichkeit besteht für den einzelnen Anlagenbetreiber aus technischer Sicht zurzeit lediglich darin, die jeweilige Anlage (im Falle vorhandenen Primärträgerangebots)²⁵¹⁵ abzuregeln.²⁵¹⁶ Dem steht jedoch aus betriebswirtschaftlicher Sicht entgegen, dass jegliches Abregeln einen Verzicht auf derart äußerst kostengünstige

2509 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

2510 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16]; vgl. zudem *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 39 und S. 66; siehe zudem nochmals Abschnitt C.VII. 7.b.)aa.), S. 237.

2511 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2512 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; vgl. zudem *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66.

2513 Vgl. insoweit allgemein *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 59], wonach Windenergieanlagen nicht zu einer „nachfrageorientiert[en]“ (ebenda) Produktion in der Lage sind.

2514 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16]; vgl. zudem *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 59].

2515 Nur im Falle des Vorhandenseins eines (ausreichenden) Primärenergieträgerangebots ist die Abregelung der Anlage faktisch möglich. Denn soweit kein Primärenergieträgerangebot vorherrscht und die Anlage damit auch nicht zur Produktion von elektrischer Energie in der Lage ist, bleibt auch jegliches technische abregeln von Vornherein ohne Effekt. Es ist gerade nicht notwendig und erst recht nicht möglich.

2516 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; siehe *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66.

Energie bedeuten würde.²⁵¹⁷ Dies gilt erst recht unter Berücksichtigung der mangelnden Speichermöglichkeit.²⁵¹⁸

(2) Auswirkungen der mangelnden Berücksichtigung wirtschaftlicher wie auch technischer Gegebenheiten

Die Marktpremie berücksichtigt die vorgenannten Gegebenheiten und Charakteristika hingegen weder in ihrem zugrunde liegenden Mechanismus noch in der im Gesetz gefundenen Gesamtausgestaltung. Vielmehr wird die Marktpremie nur für denjenigen Strom ausgezahlt, der nicht nur direktvermarktet, sondern vor allem „tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen worden [ist]“^{2519, 2520} Dies hat wiederum entscheidende Konsequenzen für die betriebswirtschaftliche Ausrichtung der Anlagenbetreiber als *homines oeconomici*.

So versucht grundsätzlich jeder Anlagenbetreiber seinen Strom am Markt (insbesondere unter Berücksichtigung der Merit Order) stets dann abzusetzen, soweit der erzielbare Preis oberhalb der durch die Anlage verursachten Grenzkosten liegt.²⁵²¹ Da die Grenzkosten der fluktuierenden Energieträger Wind und Sonne einen Wert von nahezu null einnehmen,²⁵²² stellt sich die Marktsituation (im Falle des Vorhandenseins eines ausreichenden Primärenergieträgerangebots) bereits recht gut dar.²⁵²³ Insofern kann grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass die

2517 *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66; siehe *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 18].

2518 Vgl. *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 18].

2519 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

2520 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; so letztlich zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 91 und *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 8.

2521 Vgl. *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 31]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; *Machate*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, § 39 Rn. 18.

2522 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2523 Unterliegt die Anlage demgegenüber dargebotsschwachen Intervallen oder ist gar kein Dargebot an Wind oder Sonne vorhanden, so ist die wirtschaftliche Situation für die Anlagebetreiber genau umgekehrt. Dazu jedoch noch im anschließenden Abschnitt E.III.1.f.)bb.) (3), S. 460 f.

jeweiligen Anlagenbetreiber ihren Strom innerhalb der Merit Order platzieren und demnach erfolgreich absetzen können.²⁵²⁴

Zum Genannten kommt im Rahmen der Direktvermarktung (nach § 33b Nr. 1 EEG 2012) hinzu, dass die Marktprämie dem Anlagenbetreiber jederzeit²⁵²⁵ zusätzlich zu dem am Markt erzielbaren Preis zur Verfügung steht und demzufolge allein von der erfolgreichen Veräußerung (Direktvermarktung) abhängt.²⁵²⁶ Die Wettbewerbsposition des Anlagenbetreibers verbessert sich demnach noch erheblich: Letztlich wird der Anlagenbetreiber nun immer dann seinen Strom (erzeugen und) absetzen (wollen), soweit der am Markt erzielbare Preis zumindest dem Betrag entspricht respektive ihn übersteigt, welcher sich aus der Differenz zwischen zu erwartender Marktprämie und den anfallenden Grenzkosten ergibt.²⁵²⁷ Ab diesem Zeitpunkt wird der Absatz nämlich wenigstens kostenneutral, wenn nicht sogar gewinnbringend²⁵²⁸. Die Marktprämie (MP) generiert damit einen steten Vermarktungsanreiz für die Konstellation $MP - Grenzkosten \geq Marktpreis$.^{2529, 2530}

Bezieht man wiederum mit ein, dass sich die Grenzkosten der dargebotsabhängigen Anlagen „faktisch“²⁵³¹ auf den Wert Null belaufen, bedeutet dies, dass für den Anlagenbetreiber sogar das Anbieten von

2524 Vgl. dazu gerade *Bode / Groscurth*, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [S. 737 f.] zur Strompreisbildung und der sich daraus ergebenden Merit Order siehe zudem Abschnitt B.VI.3.d.)bb.) und cc.), S. 143 ff.

2525 Insofern wird von einer Einhaltung der ‚Formalien‘ und Voraussetzungen im Rahmen der Direktvermarktung und im Rahmen der Inanspruchnahme der Marktprämie ausgegangen.

2526 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2527 Siehe *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2528 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2529 Die formelhafte Darstellung ist angelehnt an *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24] und vor allem *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 14.

2530 Vgl. *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 14; siehe *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 31].

2531 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

negativen Strompreisen rentabel wird.²⁵³² Damit ist ein Anbieten und Produzieren von Energie selbst zu Zeiten von nicht vorhandener Nachfrage betriebswirtschaftlich sinnvoll.²⁵³³ Erst ab dem Zeitpunkt, ab dem die Marktpremie die auf dem Markt abgerufenen negativen Preise nicht mehr überwiegt respektive zumindest ausgleicht, wird der Anlagenbetreiber von einer Produktion und dem Anbieten von Energie absehen.²⁵³⁴ Letztlich tritt eine solche Situation statistisch auf das Jahr gesehen jedoch nur äußerst selten auf.²⁵³⁵ Somit sind die möglichen positiven Anzeizeffekte zum Produktions- und Einspeiseverzicht²⁵³⁶ nicht nur vernachlässigenswert, sondern vielmehr vollkommen unbedeutend.²⁵³⁷

(3) Absolute Fehlsteuerung durch die Marktpremie

Die Marktpremie ermöglicht damit nicht nur Verhaltensweisen, die der tatsächlichen Marktsituation vollständig zuwiderlaufen. Vielmehr zwingt sie den Anlagenbetreiber einer dargebotsabhängigen Anlage sogar noch mittelbar zu dieser Geschäftspraktik. Denn wie bereits beschrieben erlangt der Anlagenbetreiber die Marktpremie allein in den Situationen, in denen

2532 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; Gawel / Purkus, Die Marktpremie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 15, wobei diese jedoch auf die „Produktion [...] bei negativen Preisen“ (ebenda) abstellen.

2533 Vgl. Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; Gawel / Purkus, Die Marktpremie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 14 f. Insoweit stellen negative Strompreise gerade ein Abbild nicht ausreichend vorhandener Nachfrage beziehungsweise eines entsprechenden Überangebots an Strom dar, vgl. Hille, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2534 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; siehe dazu ebenso Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 11], dort m.w.N.

2535 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; Gawel / Purkus, Die Marktpremie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 15; vgl. zudem Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 18]; R2B Energy Consulting / Consentec, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66; zum Auftreten negativer Strompreise im Jahr 2012 siehe Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 56.

2536 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2537 Damit im Einklang mit Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

er seinen Strom nicht nur erfolgreich an Dritte veräußert, sondern ihn ebenso einspeist und vom jeweiligen Käufer (Dritten) abnehmen lässt.²⁵³⁸

Da seine Anlage bezüglich der Produktion von Strom stets auf das Primärenergieträgerangebot von Wind oder Sonne angewiesen ist, kann folglich keine Erzeugung von Strom im Falle eines derartigen Mangels an Primärenergieträgerangebot erfolgen.²⁵³⁹ Dies bedeutet wiederum, dass der jeweilige Anlagenbetreiber in diesen Intervallen keine Einnahmen erzielen und damit letztlich weniger Umsatz generieren kann.²⁵⁴⁰ Weil er folglich das Ausbleiben des Primärenergieträgerangebots im Rahmen seiner geschäftlichen Ausrichtung und Kalkulation entsprechend berücksichtigen muss, wird er stets bemüht sein, jegliches vorhandenes Primärenergieträgerangebot wirtschaftlich zu nutzen und in Einnahmen umzusetzen. Ansonsten besteht bei länger anhaltenden und sich wiederholenden primärenergieträgerangebotsschwachen oder gar -mangelnden Intervallen für ihn nicht nur die Gefahr der mangelnden Liquidität und / oder Rentabilität²⁵⁴¹ – letztlich besteht sogar das Risiko der Insolvenz. Da derartige Phasen mangelnden Primärenergieträgerangebots in der Vergangenheit durchaus üblich waren,²⁵⁴² öfter auch zehn bis zwölf oder gar mehr Tage andauerten,²⁵⁴³ wird der Anlagenbetreiber letztlich an die vorgenannte Verhaltensweise anknüpfen und versuchen, seinen Strom bei jeder sich auftuenden Möglichkeit zu veräußern.

Dies gilt erst recht unter der Berücksichtigung des Aspekts, dass die Marktprämie auch nicht zur Finanzierung entsprechend umfangreicher Investitionen in technische Ausgleichslösungen wie Stromspeichern genüge,²⁵⁴⁴ welche aber gerade für das Abstellen der (bisher) mangelnden

2538 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2539 Vgl. nochmals exemplarisch *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66; vgl. dazu vor allem erneut Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 237.

2540 Vgl. ähnlich zur Nichtproduktion im Falle bedarfsgerechter Einspeisung *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

2541 Vgl. ähnlich zur Nichtproduktion im Falle bedarfsgerechter Einspeisung *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24], die insofern von einem „Verlust durch geringere Absatzmengen“ (ebenda) sprechen.

2542 Siehe *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654].

2543 *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654].

2544 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16], dort m.w.N.; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 11; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann /*

(Möglichkeit zur) Flexibilisierung²⁵⁴⁵ und der daraus folgenden fehlenden Ausrichtbarkeit der Erzeugung an der tatsächlichen Nachfrage notwendig wären. Die Marktpremie fungiert infolgedessen nicht nur als Verstärker der genannten Problemstellungen, sondern führt vielmehr zu einer Art Teufelskreis. Sie katalysiert demnach eine nachfrageunabhängige Verhaltensweise seitens der Anlagenbetreiber.

cc.) Das Händlermodell als Verstärker und Katalysator der unwirksamen „Lenkungsfunktion“²⁵⁴⁶

Um die Wirkung der „Lenkungsfunktion“²⁵⁴⁷ der Marktpremie bewerten zu können, ist auch die Art und Weise der Inanspruchnahme der Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber in der Praxis zu berücksichtigen.

(1) Wiederaufleben des Anlagenbetreibers als „Mengenmaximierer“²⁵⁴⁸

Wie bereits (mittelbar) ausgeführt, veräußern sehr viele Anlagenbetreiber – insbesondere von Windenergieanlagen –²⁵⁴⁹ ihren Strom ‚an‘ oder über „Direktvermarkter“²⁵⁵⁰ beziehungsweise arbeiten mit diesen zusammen oder kooperieren gar vollständig.²⁵⁵¹ Im Rahmen dieser Geschäftsbeziehung / dieses Handelsmodells wird den jeweiligen Anlagenbetreibern von den „professionelle[n] Vermarkter[n]“²⁵⁵² grundsätzlich eine Vergütung in der Höhe des jeweiligen EEG-Einspeisetarifs (Mindestvergütung) für den jeweils erzeugten Strom garantiert, welche zudem noch

Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 4; Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 11.

2545 R2B Energy Consulting / Consentec, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 66.

2546 Hille, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29].

2547 Hille, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29].

2548 Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

2549 Vgl. Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.].

2550 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2551 Vgl. Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.]; vgl. dazu nochmals Abschnitt E.II.1.b.)dd.), S. 429 ff.

2552 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

durch „einen fixen oder variablen Bonus“²⁵⁵³ entsprechend aufgestockt wird.²⁵⁵⁴

Diese eingeräumte Vergütungsgarantie²⁵⁵⁵ führt dazu, dass sich der jeweilige Anlagenbetreiber mit den Belangen des Marktes überhaupt nicht (unmittelbar) auseinandersetzen muss: Indem ihm der jeweilige Händler für jede erzeugte Kilowattstunde Strom eine Vergütung oberhalb des Mindestvergütungstarifs zahlt,²⁵⁵⁶ ist für ihn die am Markt unmittelbar vorherrschende Bedarfs- und Nachfragesituation stets ohne Bedeutung.²⁵⁵⁷ Dem Anlagenbetreiber ist somit lediglich daran gelegen, so viel Strom wie nur möglich zu produzieren, um die maximal mögliche Entlohnung zu erwirtschaften.²⁵⁵⁸ Der Anlagenbetreiber ist damit weiterhin ein „Mengenmaximierer“²⁵⁵⁹,²⁵⁶⁰ wenn auch unter einem anderen Förderinstrument. Die bereits aus dem System der Mindestvergütung benannte und bekannte Problematik²⁵⁶¹ wird damit nicht abgeschafft, sie erlebt mit der Marktprämie eher ein Wiederaufleben („Revival“).

2553 Zimmermann, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 38].

2554 Zimmermann, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 38]; siehe Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 f.]; vgl. zudem GESY, Direktvermarktung; GESY, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 1 ff. [insb. S. 2]; RWE, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2; Statkraft, Das Statkraft Vermarktungsmodell, WE², Unsere Leistungen auf einen Blick; Werum, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., Folie 32 und 35.

2555 Zimmermann, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 38]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 f.]; vgl. zudem GESY, Direktvermarktung; GESY, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 1 ff. [insb. S. 2]; RWE, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2; Statkraft, Das Statkraft Vermarktungsmodell, WE², Unsere Leistungen auf einen Blick; Werum, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., Folie 32 und 35.

2556 Vgl. Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10]; anstatt vieler Zimmermann, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 38]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 f.].

2557 Vgl. insoweit nochmals zur Mindestvergütung BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 73; sowie Abschnitt C.VII. 4.a.), S. 220.

2558 Vgl. Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

2559 Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

2560 Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10]; vgl. zudem Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

2561 Siehe dazu nochmals Abschnitt A.I.4., S. 54 f. sowie Abschnitt B.VII.2.a.), S. 151 f.

(2) Ausgleich durch positive Effekte seitens der Händler?

Dabei ist jedoch mit einzustellen, dass sich der jeweilige Händler – allein aus wirtschaftlichem Eigeninteresse – um eine markt- und bedarfsgerechte Vermarktung bemühen wird. Es kommt dabei nämlich dazu, dass nicht nur eine Vielzahl von einzelnen Anlagen im Portfolio gebündelt werden, sondern sogar virtuelle Kraftwerke entstehen, die sodann in begrenztem Maße Regelleistungen erbringen können.²⁵⁶² Dies könnte somit einen Beitrag zur bedarfsgerechten Erzeugung bedeuten.²⁵⁶³ Durch die genannte Bündelung ergeben sich zugleich entsprechende prognostische Verbesserungen,²⁵⁶⁴ die einer bedarfsgerechten Produktions- und Anbieterweise grundsätzlich dienlich sind. Dennoch reichen die genannten Verbesserungen insgesamt nicht dazu, ein Prognoseniveau auf Augenhöhe mit den Übertragungsnetzbetreibern zu erreichen, wie es im Bereich der Mindestvergütung anzutreffen ist.²⁵⁶⁵ Vielmehr „[verfügt] manches Vermarktungsunternehmen über schlechtere Prognosedaten [...] als die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)“²⁵⁶⁶. Zudem führt eine dergestalt verbesserte Prognose ebenso wenig automatisch zu einem markt- und bedarfsgerechte(re)n Einspeiseverhalten.

(3) Zwischenergebnis

Insgesamt ist damit zu attestieren, dass das Modell des Zwischenhandels²⁵⁶⁷ nicht in der Lage ist, die aufgeworfenen Probleme der Marktprämie abzufangen. Vielmehr wirkt das genannte Handelsmodell insofern wie ein Katalysator, der die auftretenden Probleme nicht nur stetig fortwirken lässt; es verschärft sie sogar teilweise noch erheblich. Denn nach wie vor ist ein Betreiber einer dargebotsabhängigen Anlage einer bedarfs- und marktgerechten Erzeugung von Strom keineswegs näher gekommen. Sein Geschäftsmodell bleibt damit unverändert.²⁵⁶⁸ So

2562 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 und S. 332].

2563 Siehe insoweit noch Abschnitt E.III.3., S. 479 ff.

2564 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

2565 BT-Drs. 17/9409, S. 1 f.; Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2566 BT-Drs. 17/9409, S. 1 f.

2567 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2568 Vgl. Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 1 ff., insb. S. 10 ff.].

bleiben auch die (mittelbaren) Ansätze zur Förderung von Kooperationen im Rahmen der Managementprämie durch Privilegierung der Fernsteuerbarkeit²⁵⁶⁹ lediglich auf der Versuchsebene zurück; sie erweisen sich damit als insgesamt wirkungslos.

dd.) Zwischenergebnis: Prämierung marktferner Produktion

Demzufolge ist der attestierbare Verstoß gegen (das Erzielen) eine(r) markt- und nachfragegerechte(n) Produktion als äußerst schwerwiegend und gravierend einzustufen. Der Marktprämie kann – im Einklang mit der Literatur²⁵⁷⁰ – im Kontext der fluktuierenden Energieträger nur ein äußerst negatives Zeugnis ausgestellt werden. Insoweit muss man dem Modell der Marktprämie insbesondere vorhalten, dass es eine marktferne Produktion belohnt²⁵⁷¹ und damit die Fehlwirkung der Mindestvergütung weiter fortsetzt. Diesem Ergebnis wohnt vor allem auch aus gesetzgeberischen Gründen eine stark erhöhte ‚Verwerflichkeit‘ inne: Denn bereits im Gesetzgebungsverfahren – und damit gerade vor Inkrafttreten der EEG-Novelle – wurde die Aufnahme der fluktuierenden Energieträger in die Marktprämie zwar problematisiert und als kritisch befunden, gleichwohl dennoch ‚vollzogen‘.²⁵⁷² Der Gesetzgeber hat ergo ‚sehenden Auges‘ ein untaugliches Förderinstrument für die dargebotsabhängigen Erzeugungsarten eingeführt.

2569 Vgl. § 3 MaPrV; BT-Drs. 10571, S. 10 ff.; *Hartwig*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 64f Rn. 18.

2570 Exemplarisch *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 18 f.]; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16]; *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 31].

2571 So *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 31], wobei diese insoweit auf die „möglichen[n] Mitnahmeeffekte der Managementprämie“ (ebenda) abstellen.

2572 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 10 f.]; vgl. zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 Fn. 80], welche für die Gründe zur gleichwohl stattgefundenen Einbeziehung der fluktuierenden Energieträger unter anderem auf *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 15 f. abstellen; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 35; siehe zudem *Hinsch / Holzappel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 81.

ee.) Wirkung der Marktpremie im Bereich der steuerbaren Energieträger

Fraglich ist, ob die Marktpremie zumindest im Bereich der steuerbaren Energieträger positiv auf eine markt- und bedarfsgerechte Produktion hinwirken kann oder ob auch hier ein faktischer Dauerproduktionsanreiz gesetzt wird.

(1) Veränderte Ausgangslage im Kontext der steuerbaren Energieträger

Vergleicht man insoweit die Ausgangslage, an welche der Fördermechanismus der Marktpremie anknüpft, lassen sich sogleich folgende entscheidende Unterschiede erkennen: Einerseits unterliegt die Stromproduktion bei steuerbaren Energieträgern – wie der Wortlaut schon offenbart – grundsätzlich keinen Zufälligkeiten, wie sie sich im Rahmen der dargebotsabhängigen Energieträger aus den „meteorologischen Gegebenheiten“²⁵⁷³ ergeben.²⁵⁷⁴ Vielmehr lassen sich der Fahrplan und der Zeitpunkt der Stromproduktion entsprechend kontrollieren.²⁵⁷⁵ Es ist für den Anlagenbetreiber damit letztlich möglich, den Zeitpunkt der Einspeisung selbst und frei zu bestimmen.²⁵⁷⁶ Im Kontext dieser Energieträger ist dabei insbesondere die Fähigkeit der Biomasseanlagen hervorzuheben: Denn gerade die Biomasse zeichnet sich nicht nur durch die Möglichkeit zur generellen und – in Relation zu konventionellen Stromspeichern – beinahe verlustfreien Speicherbarkeit des Brennstoffes aus, sondern weist daneben vor allem „relativ niedrige Verlagerungskosten“²⁵⁷⁷ auf.²⁵⁷⁸ Dies führt im Vergleich zu den anderen Energieträgern dazu, dass sie ‚technischerseits‘ die beste Möglichkeit bietet, um eine bedarfsgerechte Erzeugung vollends zu realisieren.²⁵⁷⁹ Sie offeriert damit

2573 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2574 Vgl. Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 18]; Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2575 Vgl. Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 18].

2576 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 18].

2577 BMU, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20.

2578 BMU, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20.

2579 Siehe BMU, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

aus Sicht des Entwurfs zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 „einen interessanten Ansatzpunkt“²⁵⁸⁰ 2581

Doch nicht nur das zuvor Genannte schafft veränderte Ausgangsbedingungen für den Wirkmechanismus der Marktprämie. So entstehen andererseits insbesondere im Kontext der Biomasse – und damit grundsätzlich auch bei den anderen steuerbaren Energieträgern – nämlich „variable Kosten für den [jeweiligen] Brennstoffeinsatz“²⁵⁸² 2583 Die Grenzkosten nehmen damit immer einen positiven Wert ein und betragen nicht lediglich Null wie im Bereich der fluktuierenden Energieträger.²⁵⁸⁴

(2) Grundsätzliche Steuerwirkung der „gleitende[n] Prämie“²⁵⁸⁵

Diese veränderten Ausgangsbedingungen könnten letztlich dazu führen, dass insbesondere der der Marktprämie zugrunde liegende Mechanismus der „gleitende[n] Prämie“²⁵⁸⁶ zumindest theoretisch grundsätzlich wirken und gegebenenfalls sogar seine zugedachte Funktion zur Steigerung einer bedarfsorientierten Erzeugung erfüllen kann.²⁵⁸⁷ Insofern soll die „gleitende Prämie“²⁵⁸⁸ konzeptionell – wie dargestellt – zu Mehrgewinnen bei der (bedarfsgerechten) Erzeugung und Veräußerung des Stroms zu Zeiten hoher Nachfrage und damit hoher Marktpreise führen.²⁵⁸⁹ In der umgekehrten Situation (Erzeugung und Veräußerung bei geringer Nachfrage und geringen Preisen; fehlende Bedarfsgerechtigkeit) soll sie jedoch zugleich Verluste gegenüber der regulären Einspeisevergütung

2580 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20.

2581 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20.

2582 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

2583 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593], wobei diese bezüglich der „variablen Kosten“ (ebenda) vorliegend lediglich auf die Biomasse abstellen.

2584 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592 f.].

2585 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2586 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2587 Vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 65.

2588 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2589 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

generieren.²⁵⁹⁰ Auf Grund der „einspeiseabhängige[n] Gewährung der Marktprämie“²⁵⁹¹ wird der Anlagenbetreiber seinen Strom letztlich immer dann am Markt absetzen wollen, soweit der am Markt aufgerufene Preis die Differenz zwischen der Marktprämie und den anfallenden Grenzkosten zumindest erreicht oder diese gar übersteigt ($MP - Grenzkosten \geq Marktpreis$).²⁵⁹²

Insoweit ist zu berücksichtigen, dass sich die variablen Kosten für die einzusetzenden Energieträger („Brennstoffe“) – und damit die Grenzkosten – bei den steuerbaren (Biomasse-)Energieträgern auf einen positiv bezifferbaren Betrag belaufen.²⁵⁹³ Somit führt die Marktprämie nicht wie bei den „faktisch“²⁵⁹⁴ „grenzkostenlosen“ fluktuierenden Energieträgern automatisch zu der Situation, in der sich die Veräußerung in grundsätzlich jeder Markt- und Preissituation für den Anlagenbetreiber stets rentiert.²⁵⁹⁵ Vielmehr resultiert aus dem Bestehen der (positiven) variablen Kosten, dass der Anlagenbetreiber verstärkt prüfen muss, ab wann für ihn die Wirtschaftlichkeit der Produktion respektive Veräußerung erreicht ist, er also keine Mindereinnahmen mehr zu verzeichnen hat. Die zu verzeichnenden positiven Grenzkosten führen also zunächst dazu, dass die Veräußerung des Stroms zu negativen Preisen unter Inanspruchnahme der Marktprämie – wenn überhaupt – nur noch in bestimmten Ausnahmesituationen rentabel ist.²⁵⁹⁶ Folglich erlangt die Abregelung der Produktion für die Anlagenbetreiber aus betriebswirtschaftlichen Gründen eine gewisse Bedeutung.²⁵⁹⁷ Eine eigenständige und freiwillige Abregelung wird bei diesen Energieträgern somit deutlicher früher stattfinden als bei den fluktuierenden Energieträgern.²⁵⁹⁸

2590 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2591 Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

2592 Siehe Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; vgl. zudem Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 31].

2593 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

2594 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2595 Vgl. Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592 f.]; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff., insb. Abschnitt E.III.1.f.)bb.)(2), S. 457 ff.

2596 Vgl. Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

2597 Vgl. Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 593], wobei diese insoweit lediglich auf die Biomasse abstellen.

2598 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

Damit setzt die Marktprämie auf Grund der bestehenden Grenzkosten nicht nur den angedachten Veräußerungsanreiz in Zeiten hoher Strompreise und einer entsprechend hohen Nachfrage.²⁵⁹⁹ Vielmehr sind die Anlagenbetreiber grundsätzlich sogar faktisch dazu gezwungen, die hochpreisigen Zeiten des Marktes zu nutzen, um die bei niedrigeren und negativen Preisen anfallenden geringeren oder gar ausbleibenden Einnahmen wieder auszugleichen. Mit anderen Worten muss der Anlagenbetreiber in Zeiten hoher Nachfrage ein entsprechendes finanzielles Polster – und damit zugleich eine entsprechende Liquidität – für Intervalle niedriger Börsenpreise herbeizuführen, innerhalb derer er (trotz erlangbarer Marktprämie) den Strom weniger oder überhaupt nicht verlustfrei veräußern kann.

Da die am Markt gehandelten Preise insofern grundsätzlich dessen Nachfrage abbilden,²⁶⁰⁰ könnte die Marktprämie aus theoretischer Sicht grundsätzlich einen Beitrag zu einer zumindest bedarfsgerechteren Produktion von Strom aus steuerbaren Energieträgern mit positiven Grenzkosten leisten.²⁶⁰¹

(3) Theoretische Wirkung vs. praktische Hindernisse: Anlagenausrichtung als Wirkungshemmnis

Betrachtet man jedoch die in der Praxis anzutreffende Situation, so ist entgegen der theoretischen Steuerbarkeit lediglich eine limitierte Möglichkeit zur bedarfsgerechten Produktion bei den jeweiligen Erzeugungsanlagen zu verzeichnen.²⁶⁰² Auch Biogasanlagen wiesen eine

2599 *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 31]; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

2600 Vgl. *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2601 So letztlich zu Recht *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593], die in der Marktprämie „durchaus eine sinnvolle [Möglichkeit zur] Förderung der Systemintegration“ (ebenda) erblicken.

2602 *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/energiewende-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (zuletzt abgerufen am: 04.06.13); *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 f.], wobei sich diese lediglich auf die Biomasse beziehen.

derart unzureichende (technische) Ausrichtung auf.²⁶⁰³ Bisher sind die genannten Anlagen – mangels entsprechender Anreizsetzung im Rahmen der Vorgängernovellen –²⁶⁰⁴ nämlich lediglich „vergütungsoptimiert konzipiert“²⁶⁰⁵ (worden).²⁶⁰⁶ Sie sind betriebswirtschaftlich damit allein auf die Teilnahme am System des EEG-Einspeisetarifs ausgerichtet. Es gilt also mittels „minimalen Investitionskosten einen maximalen Stromertrag und somit maximale EEG-Vergütung“²⁶⁰⁷ zu erzielen.²⁶⁰⁸ Sonach spielte im Anlagenbetrieb letztlich nur das Erzielen „einer möglichst hohen Volllaststundenzahl“²⁶⁰⁹ eine Rolle.²⁶¹⁰ Mit anderen Worten soll so ein „durchgehend konstante[r] Betrieb bzw. eine möglichst hohe Auslastung der installierten [Anlagen-]Kapazität“²⁶¹¹ erreicht werden.²⁶¹²

Diese bisherige mindestvergütungsbezogene Ausrichtung hat wiederum zur Konsequenz, dass zunächst entsprechende Investitionen von Nöten sind, um die jeweilige (Biogas-)Anlage technischerseits auf eine nachfragebezogene Fahrweise umzustellen, welche letztlich auch die Verlagerung der Einspeisung erlaubt.²⁶¹³ Man könnte nun zwar zunächst annehmen, dass die Marktpremie durch die generierbaren Zusatzeinnahmen diesbezüglich einen entsprechenden Beitrag leistet und die anfallenden

2603 Siehe *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 f.].

2604 *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330], wobei sich diese lediglich auf das EEG 2009 beziehen.

2605 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 13.

2606 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 13.

2607 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 19.

2608 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 19.

2609 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2610 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2611 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 19.

2612 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 19.

2613 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

Zusatzkosten entsprechend abdeckt.²⁶¹⁴ Doch genau dies ist gerade nicht der Fall: Die Marktprämie und die mit ihr generierbaren Mehrbeträge genügen (nach Erwartungen und Schätzungen) gerade nicht zur (vollständigen) Refinanzierung²⁶¹⁵ derartiger technisch-infrastruktureller Investitionen wie „Gasspeicher, Wärmespeicher, Informations- und Kommunikationstechnik, usw.“²⁶¹⁶ und setzen sonach auch keine entsprechenden Investitionsanreize.²⁶¹⁷

(4) Schlussfolgerungen und Zwischenergebnis

Mangelt es demnach an einer entsprechenden technischen Ausrichtung, kann der jeweilige Betreiber seine Anlage auch nicht (vollständig) marktgerecht fahren. Die Marktprämie kann in isolierter Anwendung folglich keine weitreichende oder gar vollständige Verlagerung der Einspeisung im Kontext der steuerbaren Erzeugungsträger herbeiführen. Sie bewirkt demnach keine markt- und bedarfskonforme Erzeugung und Vermarktung. Dies gilt erst recht unter dem Aspekt, dass auf Grund der mit 0,3 Cent à Kilowattstunde (vergleichsweise) niedrigen Managementprämie auch kaum „professionelle Vermarkter“²⁶¹⁸ anzutreffen sind,²⁶¹⁹ die durch entsprechende vertragliche Ausgestaltungen oder Zusatzzahlungen eine derartige technische Ausrichtung mittelbar finanzieren

2614 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2615 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

2616 *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7; *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 4.

2617 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16] (dort m.w.N.); *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; vgl. insoweit zu inzwischen getätigten Investitionen im Segment der Biomasse *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2618 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330].

2619 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330].

könnten. Die Managementprämie bietet dabei nämlich bereits für Anlagenbetreiber allgemein kaum die Möglichkeit für Zusatz Erlöse.²⁶²⁰

2. Nachfrage- und bedarfsgerechtes Produktions- und Anbieterverhalten durch die Flexibilitätsprämie

Im Anschluss an das Vorgenannte ist zu untersuchen, ob zumindest die Flexibilitätsprämie zu einem nachfrage- und bedarfsgerechten Produktions- und Anbieterverhalten beitragen kann.

a.) Koppelung der Flexibilitätsprämie an die Marktpremie

Insofern sollte man sich nochmals vor Augen führen, dass es sich bei der Flexibilitätsprämie um ein additionales Förderinstrument handelt, welches nach § 33i Abs. 1 EEG 2012 nur „ergänzend zur Marktpremie“²⁶²¹ in Anspruch genommen werden kann.²⁶²² Neben der marktpremiierten Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 ist dabei sogar die sonstige Direktvermarktung anteilig wahrnehmbar.²⁶²³ Eine von der Marktpremie vollkommen unabhängige, isolierte Wahrnehmung der Flexibilitätsprämie ist dahingegen vom Gesetzgeber nicht vorgesehen.²⁶²⁴

Dies führt wiederum dazu, dass im Zuge der Bewertung der Flexibilitätsprämie stets an die Bewertungen der Marktpremie angeknüpft werden muss. Deren Positiva wie auch Negativa wirken damit im Kontext der Flexibilitätsprämie zunächst fort. Gleichwohl könnte die Flexibilitätsprämie den Mängeln der Marktpremie entsprechend Einhalt gebieten und sie bestenfalls weitgehend abstellen, andererseits könnte die Flexibilitätsprämie zu einer Vertiefung der aufgezeigten Systemmängel der Marktpremie führen. Insgesamt ist sie damit – unabhängig von ihrer letztlichen Wirkung – als Erweiterung des Instrumentariums der marktpremiierten Direktvermarktung zu begreifen.

2620 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330].

2621 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

2622 Siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.), S. 312.

2623 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.

2624 Vgl. dazu gerade Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.

b.) Theoretischer Ansatz der Flexibilitätsprämie

Um die Flexibilitätsprämie in ihrer (additionalen) Wirkung bewerten zu können, ist zunächst nochmals ihre mechanistische Ausgestaltung zu betrachten. Ansatzpunkt und Ziel der Flexibilitätsprämie ist – wie der Wortlaut schon offenbart – die Flexibilisierung der Stromerzeugung.²⁶²⁵ Dabei sind jedoch ausschließlich Biogasanlagen von der Förderung erfasst.²⁶²⁶ Die Flexibilitätsprämie ist ergo ein spezielles und energieträgerbezogenes Förderinstrument. Die Limitierung der Förderung auf Biogasanlagen liegt dabei insbesondere darin begründet, dass diese (als spezielle Form der Biomasse) technischerseits wegen ihrer „sehr kurzen Anfahrzeiten“²⁶²⁷, der generellen und relativ günstigen Speichermöglichkeit sowie niedrigen Verlagerungskosten (bei der Biomasse im Allgemeinen) zur bedarfsgerechten Erzeugung geradewegs prädestiniert sind.²⁶²⁸ Ungeachtet dessen sind diese generellen Vorzüge (in der Praxis) bislang ohne besondere Auswirkungen geblieben.²⁶²⁹ Die EEG-Mindestvergütungs-bedingte, mangelnde bedarfsgerechte Ausrichtung der Anlagen macht sonach entsprechende Investitionen erforderlich, um einen (derartig) bedarfsgerechte(re)n, verlagerungsfähigen und flexibilisierbaren Betrieb ermöglichen.²⁶³⁰ Diese lassen sich wiederum nicht (vollständig) über die Marktpremie respektive die insoweit generierten Mehrerlöse

2625 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33i Rn. 2.

2626 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 1; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 1; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33i Rn. 10; vgl. § 33i Abs. 1; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 159; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33i Rn. 4 und insb. Rn. 9.

2627 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2628 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; siehe zudem nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 239 sowie auch Abschnitt E.III.1.f.)ee.)(1), S. 465.

2629 Vgl. *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 f.]; siehe zudem nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.)(3), S. 468 ff.

2630 *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

bewerkstelligen, sodass von dieser auch kein entsprechender Anreiz ausgeht.²⁶³¹

Mit der Flexibilitätsprämie soll den beschriebenen Problemen nun abgeholfen werden.²⁶³² Sie bezweckt die aufgetane Investitionshürde durch einen finanziellen Ausgleich entsprechend zu beseitigen, soweit diese anfallenden Kosten nicht bereits „über die Zusatzeinnahmen aus dem Strompreisspread“²⁶³³ gedeckt sind.²⁶³⁴ Es wird nach der Legaldefinition in § 33i Abs. 1 EEG 2012 damit letztlich die „Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Erzeugung“²⁶³⁵ prämiert.²⁶³⁶

c.) Einzelwirkungen der Flexibilitätsprämie

Bevor im Nachfolgenden nun auf die Wirkung der Flexibilitätsprämie im Kontext der Marktpremie abgestellt wird, ist vorab deren Einzelwirkung zu bewerten. Es ist also zu untersuchen, ob die Flexibilitätsprämie bereits in (hypothetischer) singulärer Anwendung einen Effekt auf die Bedarfsgerechtigkeit der Produktion ausüben würde.

Bei Betrachtung des anzutreffenden Mechanismus der Flexibilitätsprämie fällt – Im Einklang mit dem zuvor Ausgeführten – auf, dass dieser – anders als die Marktpremie – nicht unmittelbar an der Bedarfsgerechtigkeit ansetzt: Die Vergütung erfolgt nämlich grundsätzlich unabhängig

2631 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16] (dort m.w.N.); *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 4.

2632 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593]; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 4.

2633 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16].

2634 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 4; siehe zudem *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7 ff.

2635 § 33i Abs. 1 EEG 2012; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2636 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

von der anzutreffenden Fahrweise des Anlagenbetreibers.²⁶³⁷ Die Berechnung zur Flexibilitätsprämie (FP) stellt insofern gerade an keiner Stelle auf den Marktpreis respektive die am Markt anzutreffende Angebotslage ab. Vielmehr erfolgt die Berechnung der Prämie hauptsächlich anhand der Variablen der erworbenen Zusatzleistung (P_{Zusatz}), welche sich wiederum aus der Differenz der installierten Leistung (P_{Inst}) und der nachkorrigierten Bemessungsleistung ergibt, der Kapazitätskomponente (KK) sowie der Bemessungsleistung (P_{Bem}).²⁶³⁸ Die vom Gesetzgeber insoweit gewählte Berechnungsweise führt dazu, dass die Prämie jeweils von den auftretenden Volllaststunden eines Jahres abhängt.²⁶³⁹ Mit sinkender Bemessungsleistung (Volllaststundenzahl) steigt sie dabei entsprechend an.²⁶⁴⁰ Konzeptioneller Grund ist aus Sicht des Gesetzgebers anscheinend unter anderem, dass in diesem Zeitpunkt insgesamt mehr Zusatzleistung zur Verfügung steht sowie dass eine entsprechend bedarfsgerechtere Fahrweise mittels stattfindender Verlagerung der Produktion und Einspeisung vor allem nicht automatisch negativ zu Buche schlagen soll. Diese würde ansonsten der Bedarfsgegerechtigkeit gerade entgegenstehen und wiederum eine ‚Dauerproduktion‘ anreizen.

Gleichzeitig unterliegt die Berechnung der Flexibilitätsprämie auch gewissen Grenzen: So bleibt die Förderung der bereitgestellten Zusatzleistung (P_{Zusatz}) auf die Hälfte der installierten Leistung beschränkt.²⁶⁴¹ Das Ziel dieser Limitierung ist, unnötiger Zusatzleistungsbereitstellung entsprechend Einhalt zu bieten.²⁶⁴²

Über das Vorgenannte hinaus werden der Förderung noch weitere Grenzen gesetzt: Insofern darf die Bemessungsleistung (P_{Bem}) keinen

2637 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; siehe *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 11, dort m.w.N.

2638 Vgl. Anlage 5 EEG 2012. Siehe dazu vor allem Abschnitt D.II.5., S. 308 ff.

2639 Siehe *Klewar*, Die Direktvermarktung im EEG 2012, Folie 18, abrufbar unter: [http://www.nawaro.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/ece0eb19ec4b442ec1257b1e00327401/\\$FILE/Klewar_DLR-Eifel%20190213.pdf](http://www.nawaro.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/ece0eb19ec4b442ec1257b1e00327401/$FILE/Klewar_DLR-Eifel%20190213.pdf) (zuletzt abgerufen am: 12.6.2013).

2640 Siehe *Klewar*, Die Direktvermarktung im EEG 2012, Folie 18.

2641 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

2642 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

Wert unterhalb eines Fünftels der installierten Leistung einnehmen.²⁶⁴³ Telos dieser Untergrenze ist dabei hingegen ein anderer: Es soll „eine Mindestauslastung der Anlage gewährleistet [werden], um eine Förderung von nicht genutzter Kapazität auszuschließen“²⁶⁴⁴.²⁶⁴⁵ Das Vorgenannte nimmt jedoch keinen unmittelbaren Einfluss darauf, wann der Anlagenbetreiber seinen Strom produziert, und ob er ihn marktgerecht anbietet.²⁶⁴⁶ Hierin kann man lediglich erblicken, dass allein die äußeren Grenzen respektive die Rahmenbedingungen einer bedarfsgerechten Produktion sichergestellt werden sollen. Dies wird auch weiter durch die tatbestandliche Voraussetzung eines Umweltgutachtens unterstrichen. Dieses muss die allgemeine Fähigkeit der Anlage zur nachfrage- und marktgerechten Erzeugung (technischerseits) attestieren, vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012.²⁶⁴⁷ Es soll sonach die einzige Voraussetzung darstellen, welche ‚direkt‘ auf die Bedarfsgerechtigkeit abstellt.²⁶⁴⁸ Im Rahmen dieses Förderinstruments kommt es selbst im Falle einer mangelnden nachfrage- und marktgerechten Fahrweise der Anlage zur Ausschüttung der Fördermittel.²⁶⁴⁹ Es steht damit allein die (geschaffene respektive zu schaffende) Möglichkeit, sich bedarfsgerecht verhalten zu können, im Vordergrund der Förderung. Dies deckt sich auch mit dem Wortlaut des § 33i Abs. 1 EEG 2012, der lediglich von der „Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientiertere Stromerzeugung“²⁶⁵⁰

2643 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; siehe zudem *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 17; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 17.

2644 BR-Drs. 341/11, S. 159.

2645 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 17; siehe *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 18.

2646 Vgl. insoweit *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 11.

2647 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 20; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, 33i Rn. 8; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 131 und *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 20.

2648 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16], wonach die „Voraussetzung einer bedarfsgerechten Erzeugung [...] lediglich über das erwähnte Umweltgutachten geprüft wird“ (ebenda).

2649 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 11.

2650 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

spricht, nicht hingegen von dem Erzielen einer bedarfsgerechten Erzeugung selbst durch die Flexibilitätsprämie. Die Flexibilitätsprämie ist damit eindeutig – wie bereits beschrieben – als eine Art ‚Hilfsmittel‘ zu verstehen.

d.) Wirkung der Flexibilitätsprämie unter Berücksichtigung der Wirkung der Marktpremie

Fraglich ist, ob die Flexibilitätsprämie zumindest im Zusammenwirken mit der Marktpremie als Primärinstrument auf eine bedarfsgerechte Erzeugung und Veräußerung seitens der Anlagenbetreiber hinwirken kann. Bezüglich der Flexibilitätsprämie wird von der Literatur insofern ausgeführt, dass der Gesetzgeber (als Ausgangspunkt) einen rationellen Anlagenbetreiber annehme, der im Falle des Bereithaltens von weiterer, additionaler Erzeugungskapazität und der Vornahme der Direktvermarktung letztlich eine Verlagerung seiner Produktion gekoppelt an die Nachfragebedürfnisse des Marktes – und somit nach den Strompreisen – durchführe.²⁶⁵¹ Um diese Annahme zu verifizieren, wird die nachfolgende Untersuchung von der Marktpremie als Primärinstrument ausgehen, welches stets die zwingende²⁶⁵² Förderbasis für die Flexibilitätsprämie bildet.

Ausgangslage im Kontext der Marktpremie und den steuerbaren Energieträger ist insofern (nach wie vor), dass diese zwar in alleiniger Anwendung grundsätzlich auf Grund der generell entstehenden variablen Kosten²⁶⁵³ und der immanenten Steuerbarkeit der Erzeugung eine entsprechende Steuerwirkung entfalten könnte, zugleich jedoch an der technischen wie auch finanziellen Realität scheitert.²⁶⁵⁴ Insbesondere konnte herausgestellt werden, dass die Marktpremie in alleiniger Anwendung gerade nicht zur vollständigen Finanzierung entsprechender

2651 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16].

2652 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie vor allem Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.

2653 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

2654 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S.465 ff.

Maßnahmen genügen kann beziehungsweise genügt^{2655,2656} Sie kann insoweit nur als Teilfinanzierungsinstrument verstanden werden.

Geht man nun – wie es im Vorfeld im Rahmen der Entwicklung geschehen ist – davon aus, dass die Flexibilitätsprämie grundsätzlich zur Deckung der übrigen Finanzierungskosten entsprechender Aufrüstungsmaßnahmen (zumindest ab einer bestimmten Anlagengröße) genügen kann,²⁶⁵⁷ so bedeutet dies, dass sich die potenzielle Steuerwirkung der Marktprämie realisiert: Ab diesem Zeitpunkt ist der Anlagenbetreiber nämlich grundsätzlich in der Lage, seine Produktion – wie gefordert und angedacht – vollständig zu verlagern.²⁶⁵⁸ Dies hat zur Folge, dass er nun tatsächlich gezielt die Hochpreisphasen nutzen kann, um hohe Einnahmen zu erzielen,²⁶⁵⁹ die weit über die anfallenden Grenzkosten hinausgehen oder diese zumindest abdecken. Umgekehrt wird er sodann zur Verlustvermeidung abregeln müssen, soweit die Einnahmen die Grenzkosten nicht mehr decken können.²⁶⁶⁰ Das stetige Nutzen dieses „Preis-Spreads“²⁶⁶¹ wird damit durch das Instrument der Marktprämie in Kombination mit der Flexibilitätsprämie nun nicht nur angereizt,²⁶⁶² sondern auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht erforderlich. Dies gilt vor allem aus dem Grund, dass der Anlagenbetreiber seine Verluste aus den Tiefpreiszeiten entsprechend kompensieren muss, was gerade nicht durch die Marktprämie entsprechend vollständig gelingen kann.²⁶⁶³ Auf Grund der bestehenden variablen Kosten respektive Grenzkosten kann er insoweit nicht permanent verlustlos produzieren.²⁶⁶⁴ Schließlich lassen

2655 *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16] (dort m.w.N.); *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2656 Siehe insoweit nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.) (3), S. 469 f.

2657 Siehe dazu *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 13 ff. [insb. S. 15].

2658 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 91; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2659 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2660 Siehe insoweit zur Wirkung der Marktprämie nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff., insb. S. 457 f. sowie vor allem Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff.

2661 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2662 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2663 Vgl. dazu nochmals zum Mechanismus der Marktprämie Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff.

2664 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff. zum Mechanismus der Marktprämie.

sich auch nur auf diese Weise die getätigten Investitionen in die technische Infrastruktur etc. kompensieren und werden sich dementsprechend amortisieren. Eine marktfremde Fahrweise würde demnach zu Verlusten auf Seiten des Anlagenbetreibers führen.

e.) ‚Theoretische‘ Wirkung vs. tatsächliche Nutzung

Die „gleitende Prämie“²⁶⁶⁵ – und damit die Marktpremie – ‚funktioniert‘ aus theoretischer Sicht folglich ab dem Zeitpunkt im Bereich der steuerbaren Energieträger, ab dem die technische Realisierbarkeit bedarfsgerechter Produktion besteht. Die Kombinationswirkung von Flexibilitätsprämie und Marktpremie führt sonach dazu, dass im Rahmen der steuerbaren Energieträger aus theoretischer Sicht zumindest ein Beitrag zur bedarfsgerechteren Erzeugung geleistet werden kann. Wie hoch dieser Beitrag zum markt- und bedarfsgerechten Erzeugungsverhalten – abseits der allgemeinen Steigerung der bedarfsgerechten Erzeugung – ausfällt, hängt dabei stark von der individuellen Situation der einzelnen Anlagen am Markt ab. Insgesamt sollte im Kontext der steuerbaren Energieträger eine genaue kostenscharfe Analyse mit praktischen Zahlen durchgeführt werden, um die gefundenen Ergebnisse entsprechend zu untermauern.

Gleichwohl darf trotz dieser zunächst positiven Ergebnisse nicht vernachlässigt werden, dass die Flexibilitätsprämie bereits im Einführungsjahr 2012 zunächst keine nennenswerte Nutzung erfahren hat: So waren nach Angaben der Bundesnetzagentur im laufenden Jahr 2012 deutschlandweit (!) lediglich zwanzig Anlagen als Nutzer der Flexibilitätsprämie zu verzeichnen.²⁶⁶⁶ So wird auch angeführt, dass die Flexibilitätsprämie gerade kein „Selbstläufer“²⁶⁶⁷ sei.²⁶⁶⁸ Im Gegensatz zur Marktpremie kann der Flexibilitätsprämie damit kein ‚Schnellstarteffekt‘ attestiert werden. Die aus theoretischer Sicht zu

2665 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2666 Bensmann, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50]; siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.b.), S. 269.

2667 Grantner nach Bensmann, in: BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50].

2668 Grantner nach Bensmann, in: BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50].

verzeichnenden positiven Effekte können sich damit (noch) nicht in der Praxis durchsetzen.

f.) Zwischenergebnis

Resümiert man nun die bisherigen Ergebnisse, so könnte die kombinatorische Wirkung der Markt- mit der Flexibilitätsprämie zwar theoretisch einen grundsätzlichen Beitrag zur bedarfsgerechteren Erzeugung leisten. Auf Grund der aufgezeigten praktischen Probleme kann jedoch kaum mit einer vollständigen Erreichung des vorgenannten Kriteriums gerechnet werden.

3. Wirkung der prämierten Direktvermarktung im Kontext der Regelleistung

Im Anschluss an die bisherigen Ausführungen ist noch zu untersuchen, ob die markt- und flexibilitätsprämierte Direktvermarktung zumindest im Kontext der Regelleistung (Regelleistung)²⁶⁶⁹ positive Ergebnisse herbeiführen kann. Sie müsste also insbesondere das Anbieten von Regelleistung (Regelleistung)²⁶⁷⁰ erfolgreich anreizen. Dies könnte die allgemeinen Ergebnisse „abmildern“ und somit gegebenenfalls die Bedarfsgerechtigkeit der Produktion beeinflussen („Korrekturwirkung“). Bei der Regelleistung handelt es sich – anders als der Wortlaut vielleicht vermuten lässt – nämlich lediglich um einen Teilmarkt, welcher wegen seiner „spezifischen Angebots- und Nachfragebedingungen [...] als sachlich separates Marktgeschehen anzusehen [ist]“^{2671,2672}. Er ist somit nicht dem regulären Stromgroßhandel zuzuordnen.²⁶⁷³

2669 Zum Begriff der Regelleistung siehe nochmals Fußnote Nr. 2223 auf S. 413.

2670 Zum Begriff der Regelleistung siehe nochmals Fußnote Nr. 2223 auf S. 413.

2671 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 17.

2672 Siehe *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 17.

2673 Vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53.

a.) Ausgangssituation: „einspeiseabhängige Gewährung der Marktprämie“²⁶⁷⁴

Im Rahmen der geförderten Direktvermarktung könnte auch²⁶⁷⁵ im Kontext der marktbedarfsgerechten Produktion und Veräußerung zu beanstanden sein, dass die Marktprämie grundsätzlich nur beim tatsächlichen Erbringen von positiver Regelleistung ausgeschüttet wird.²⁶⁷⁶ Die Marktprämie wird mangels der notwendigen Einspeisung gerade nicht für negative Regelleistung gewährt, sondern nur für tatsächlich „gelieferte Arbeit“²⁶⁷⁷.²⁶⁷⁸ Das bloße Vorhalten von Erzeugungsleistung genügt somit ebenfalls nicht.²⁶⁷⁹ Eine vollumfängliche Förderung von positiver wie auch negativer Regelleistung findet im Rahmen der marktprämiierten Direktvermarktung damit nicht statt. Dies steht im Gegensatz dazu, dass die Erbringung von Regelleistung gerade einen gewichtigen Beitrag zur Netz- und Systemintegration der erneuerbaren Energien leistet.²⁶⁸⁰ Insgesamt könnte sich letztlich ein vollständiger Gegensatz zu den tatsächlichen Bedürfnissen des Marktes und der damit zusammenhängenden bedarfsgerechten Erzeugung aufbauen. Denn nur soweit es dem jeweiligen Anlagenbetreiber gelingt, seine Produktion sowohl auf Menge als auch Zeitraum punktgenau abzustimmen, kann er auf die Regelbedürfnisse – und damit auf den Bedarf am regulären Strommarkt – entsprechend reagieren. Gleichwohl darf nicht übersehen werden, dass die Bedürfnisse nach Regelleistung von der generellen Nachfrage unabhängig und damit

2674 Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

2675 Bereits bezogen auf den Zugang zu allen Handelsplätzen ließ sich die ausschließliche Förderung tatsächlich erbrachter positiver Regelleistung feststellen, siehe erneut Abschnitt E.I.2.c.)bb.), S. 416 f.

2676 Vgl. Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 41 f.

2677 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; ebenso Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 40.

2678 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 42; siehe zudem Hinsch / Holzapfel, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 92 und Hinsch / Reshöft, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 15.

2679 Vgl. Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 41 f.

2680 Vgl. Breuer, REE 2012, S. 17 [S. 17].

entkoppelt sein können – wenn auch ein gewisser Konnex stets besteht.²⁶⁸¹

b.) Mittelbare Effekte im Kontext der allgemeinen
Regelleistungsvoraussetzungen

Insofern ist zu prüfen, ob die marktpremiierte Direktvermarktung mittel- oder unmittelbar einen Beitrag zur Erbringung von Regelleistung erbringt. Ausgangspunkt sind dabei zunächst die allgemeinen Voraussetzungen der Erbringung von Regelleistung. Um Regelleistung anbieten zu können, ist es zunächst erforderlich, dass der jeweilige Anlagenbetreiber die entsprechenden Präqualifikationsvoraussetzungen erfüllt.²⁶⁸² Hierzu leistet die bisherige Ausgestaltung der prämierten Direktvermarktung (§ 33b

2681 Insofern sollte man sich nochmals vor Augen führen, dass der Einsatz von Regelleistung (Regelleistung) seitens der Übertragungsnetzbetreiber zur stetigen Beibehaltung des „Leistungsgewicht[s] zwischen Stromerzeugung und -abnahme“ (*BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53) erfolgt, siehe ebenda. Da diese Ungleichgewichte auf Grund einer unpräzisen Lastprognose auf Seiten der Stromabnehmer wie auch durch Ausfälle von Erzeugungsanlagen und Kraftwerken (auf Seiten der einspeisenden Erzeuger) ergeben können, (*BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53) muss sich die Notwendigkeit des Einsatzes von Regelleistung also nicht zwingend durch eine mangelnde bedarfsgerechte Einspeisung herrühren. Wie bereits zur Ausgleichsenergie (bilanzielles Gleichgewicht = ‚bilanzielle Seite‘ der Regelleistung, siehe *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie) ausgeführt, steht deren Notwendigkeit gerade nicht mit der Bedarfsgerechtigkeit der Erzeugung in einem zwingenden Zusammenhang, siehe nochmals Abschnitt E.III.1.c.)bb.) und cc.), S. 448 ff. Insofern kann selbst dann Regelleistung anfallen, wenn eine (theoretisch) vollständig bedarfsgerechte Erzeugung und Veräußerung seitens aller Anlagen- und Kraftwerksbetreiber erfolgen sollte; beispielsweise wenn dann auf Abnehmerseite eine entsprechende Abweichung zu verzeichnen wäre, vgl. *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 53.

2682 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.)*, regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal> (zuletzt abgerufen am: 6.6.2013), dort auch mit weiteren detaillierten Informationen wie auch Musterverträgen und Musterprotokollen etc.; *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 18 und S. 21]; vgl. zu den einzelnen Anforderungen ebenso *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 46].

Nr. 1 EEG 2012) – entgegen den bisherigen Erwartungen – bereits einen mittelbaren Beitrag: So umfasst nämlich die allgemeine Voraussetzung des § 33c Abs. 2 Nr. 2 EEG 2012 automatisch die präqualifikatorische, technische Voraussetzung der „ferngesteuerte[n] Anlagenregelung über eine externe Leitwarte“^{2683, 2684}. Dies hat zur Konsequenz, dass der jeweilige Anlagenbetreiber bei Erfüllung der direktvermarktungsspezifischen Voraussetzungen stets auch das genannte Erfordernis im Bereich der Regelleistung bedient.²⁶⁸⁵ Dies gilt erst recht unter Berücksichtigung des durch die Managementprämienverordnung in § 2 MaPrV gesetzten Anreizes²⁶⁸⁶ zur Ausstattung der Anlage mit einer technischen Einrichtung zur Fernsteuerbarkeit im Bereich der Marktprämie. Hiernach bestehen grundsätzlich gute Ausgangsbedingungen für den Anlagenbetreiber. Diese sind jedoch nicht allein auf das Instrument der Marktprämie zurückzuführen, sondern primär auf die allgemeine Ausgestaltung der (geförderten) Direktvermarktung.

Neben dem Genannten müssen im Kontext der Regelernergie weitere technische (präqualifikatorische) Anforderungen erfüllt werden, was dazu führt, dass der Primärregelungsmarkt²⁶⁸⁷ für die erneuerbaren Energien bereits von vornherein ausscheidet und als Regelleistungsteilmärkte lediglich der Sekundärregelungs-²⁶⁸⁸ sowie der

2683 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 19].

2684 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 19].

2685 Vgl. *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 19].

2686 BT-Drs. 17/10571, S. 1 ff. [insb. S. 14]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 46; vgl. zu den Sätzen der Managementprämie ebenda, Rn. 44 ff. und Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 294 ff.

2687 Unter Primärregelung wird nach der StromNZV „die im Sekundenbereich automatisch wirkende stabilisierende Wirkungsleistungsregelung der synchron betriebenen Verbundnetze durch Aktivbeitrag der Kraftwerke bei Frequenzänderung und Passivbeitrag der von der Frequenz abhängenden Last“ (§ 2 Nr. 9 StromNZV) verstanden, *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 20 Fn. 19].

2688 Unter Sekundärregelung wird „die betriebsbezogene Beeinflussung von zu einem Versorgungssystem gehörigen Einheiten zur Einhaltung des gewollten Energieaustausches der jeweiligen Regelzonen mit den übrigen Verbundnetzbetreibern bei gleichzeitiger, integraler Stützung der Frequenz“ (§ 2 Nr. 10 StromNZV) verstanden, *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 20 Fn. 18].

Minutenreservemarkt²⁶⁸⁹ in Betracht kommen.²⁶⁹⁰ Diese setzen wiederum jeweils als Mindestangebotsgröße für positive oder negative Regelleistung 5 MW voraus.²⁶⁹¹ Nach den in § 6 StromNZV niedergelegten „Grundsätze[n] der Beschaffung von Regellenergie“²⁶⁹² ist für die jeweiligen Anlagenbetreiber insoweit auch „[d]ie Bildung einer Anbietergemeinschaft [...] zur Erreichung der Mindestangebote zulässig“²⁶⁹³.²⁶⁹⁴ Mittels kooperativen Zusammenschlusses zu einem virtuellen Kraftwerk kann das Größenerfordernis demnach auch entsprechend erfüllt werden.²⁶⁹⁵ Da Kooperationen und Vernetzungen im Rahmen der Direktvermarktung grundsätzlich zulässig sind,²⁶⁹⁶ steht die Direktvermarktung dem Vorgenannten grundsätzlich auch nicht entgegen.

Insgesamt konnte dabei ein gewisser mittelbarer Beitrag der Ausgestaltung der Direktvermarktung zur Möglichkeit des Anbietens von Regellenergie attestiert werden. Dieser steht jedoch mit der Marktprämie selbst in keinem unmittelbaren Zusammenhang.

c.) Anreizsetzung zur Bereitstellung positiver Regelleistung bei steuerbaren Energieträgern

Die Marktprämie könnte hingegen bei den steuerbaren Energieträgern Anreize zur Bereitstellung positiver Regelleistung setzen. Im Kontext des

2689 Unter Minutenreserve wird „die Regelleistung [verstanden], mit deren Einsatz eine ausreichende Sekundärregelreserve innerhalb von 15 Minuten wiederhergestellt werden kann“ (§ 2 Nr. 6 StromNZV), *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 20 Fn. 17].

2690 Siehe *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 20 f.].

2691 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 20 f.]; *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.)*, regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Gemeinsame Ausschreibung Minutenreserveleistung, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungMrl> (zuletzt abgerufen am: 07.06.13); *dies.*, regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Gemeinsame Ausschreibung Sekundärregelleistung, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungSrl> (zuletzt abgerufen am: 07.06.13).

2692 § 6 StromNZV.

2693 § 6 Abs. 4 S. 4 StromNZV.

2694 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 20 f.].

2695 Siehe *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 20 f.].

2696 Siehe dazu nochmals Abschnitt E.II.2., S. 432 ff.

Anbieten von Regelleistung sind dabei nicht nur die vorgenannten ‚technischen‘ Voraussetzungen von Bedeutung, sondern auch betriebswirtschaftlichen Anforderungen. Insofern könnte die Marktprämie an dieser Stelle entsprechende Anreize setzen, insbesondere indem es eine wirtschaftliche Bereitstellung von Regelleistung ermöglicht.

Bezüglich des Anbietens von positiver Regelenergie gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass das generelle, insbesondere längerzeitige Vorhalten von Regelenergie mangels unterbleibender Einspeisung nicht durch die Marktprämie (finanziell) gefördert wird.²⁶⁹⁷ Folglich würde der Anlagenbetreiber am Markt lediglich den abrufunabhängigen „Leistungspreis für die grundsätzliche Bereithaltung zur Bereitstellung von Regelleistung“²⁶⁹⁸ erhalten.²⁶⁹⁹ Dies hat zur Konsequenz, dass sich das ausschließliche Anbieten von Regelleistung für den Anlagenbetreiber grundsätzlich nicht rentieren wird. Eine Anreizsetzung erfolgt also durch die marktprämierte Direktvermarktung diesbezüglich nicht.

Umgekehrt könnte das zusätzliche Anbieten von Regelleistung ergänzend zur allgemeinen Veräußerung des Stroms („Kerngeschäft“) jedoch durchaus finanzielle Mehreinkünfte bedeuten, sodass die Marktprämie entsprechende Anreize setzen könnte. In diesem Falle würde auf Grund der tatsächlichen Einspeisung nun gerade die Marktprämie gewährt.²⁷⁰⁰ Darüber hinaus könnten gegebenenfalls noch höhere Preise als am regulären Strommarkt erzielt werden, sodass sich insgesamt ein ‚Zusatzgeschäft‘ ergeben könnte.²⁷⁰¹ Dies hängt letztlich jedoch stark mit der individuellen betrieblichen Situation des jeweiligen Betreibers der steuerbaren Anlage zusammen, insbesondere mit dessen zusätzlichen Ausgaben²⁷⁰² zur Bereitstellung positiver Regelleistung. Gleichzeitig bestimmt das tatsächliche Regelungsbedürfnis seitens der Übertragungsnetzbetreiber mittelbar, ob es schließlich überhaupt zur Ausschüttung der

2697 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 41 f.

2698 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 21].

2699 Vgl. *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 21]; vgl. zudem (jedoch insoweit zu negativer Regelenergie) *Ehricke / Breuer*, Die Vereinbarkeit von sog. Optionsverträgen auf negative Regelenergie mit dem EEG, RdE 2010, S. 309 [310], dort m.w.N.

2700 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g 41 f.

2701 Vgl. *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16].

2702 Siehe allgemein zu den Ausgaben für bedarfsgerechte Erzeugung im Kontext der Biogasanlagen nochmals *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33.

Marktprämie kommt. Folglich könnte man der Marktprämie zumindest eine gewisse Anreizsetzung attestieren.

Allgemein wird in der Literatur²⁷⁰³ „das Bereitstellen von Regelleistung [trotz der vorgenannten Einwände als] eine optimale Ergänzung“²⁷⁰⁴ proklamiert. Es soll hiermit zumindest möglich sein, entsprechende Mehreinnahmen zu erzielen.²⁷⁰⁵ Diese theoretischen Einschätzungen bedürfen insoweit im Kontext positiver Regelleistung bei den steuerbaren Energieträgern aber insgesamt einer ausführlichen praktischen Untersuchung, um die genannten Thesen entsprechend zu verifizieren. Denn – wie dargestellt – spielen für die Rentabilität eines solchen ‚Zusatzgeschäftes‘ unterschiedliche, teils nicht beeinflussbare Faktoren eine entscheidende Rolle. So sollten auch die im Rahmen von Kooperationen gegebenenfalls anfallenden Zusatzkosten nicht übersehen werden.

Entscheidend ist aber im Kontext der positiven Regelenergie noch etwas ganz Anderes: Denn bereits im Vorangegangenen wurde attestiert, dass vor allem der Großteil der steuerbaren Energieträger (insbesondere im Segment Biogas) einer mangelnden bedarfsorientierten technischen Ausrichtung unterliegt.²⁷⁰⁶ Diese können sonach im Kontext positiver Regelleistung ohne entsprechende Anpassungen kaum einen Beitrag leisten.²⁷⁰⁷ Da derartige Anpassungen durch die Marktprämie einerseits weder angereizt noch „refinanziert“²⁷⁰⁸ werden,²⁷⁰⁹ andererseits die hierfür als taugliche Lösung bereitstehende Flexibilitätsprämie gleichzeitig keine spürbare Nutzung erfährt,²⁷¹⁰ kann die Marktprämie selbst in Kombination mit der Flexibilitätsprämie grundsätzlich (noch) keine positiven Effekte im Rahmen der Bereitstellung positiver Regelleistung

2703 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 19].

2704 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 19].

2705 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16].

2706 *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330].

2707 Vgl. *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33.

2708 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

2709 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 20; *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16] (dort m.w.N.); *Gavel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 593]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 330]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394].

2710 Vgl. *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50]; siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.b.), S. 269 sowie auch Abschnitt E.III.2.e.), S. 478.

bei den steuerbaren Energieträgern in der Praxis erwarten lassen. Erst wenn sich die (technische) Situation insofern geändert hat, kann die Marktpremie zusätzliche Anreize setzen.

d.) Anreizsetzung zur Bereitstellung positiver Regelleistung im Kontext fluktuierender, nicht-steuerbarer Energieträger

Demgegenüber könnte die prämierte Direktvermarktung im Kontext der fluktuierenden Energieträger einen Anreiz zur Bereitstellung positiver Regelleistung setzen. So könnte sich insbesondere auf Grund der gestiegenen Prognosequalität²⁷¹¹ für fluktuierende Energieträger im Kontext der Minutenreserven unter Rückgriff auf die Marktpremie bei Einhaltung der technischen Voraussetzungen²⁷¹² ein entsprechendes Zusatzgeschäft aufbauen.²⁷¹³ Denn – wie ausgeführt – wird die Marktpremie gerade im Falle des Anbietens positiver Regelleistung auf Grund der stattfindenden Einspeisung gewährt.²⁷¹⁴ Auf Grund der bislang attestierbaren Verhaltensweisen und Effekte der marktpremiierten Direktvermarktung wird sich der Anbieter jedoch grundsätzlich nur dann auf das Anbieten von positiver Regelleistung einlassen, soweit er gegenüber der generellen Vermarktung an der Börse oder im OTC noch weitere Mehreinnahmen generieren kann (Zusateinnahmen gegenüber der generellen marktpremiierten Vermarktung). Berücksichtigt man hierbei, dass die Minutenreserven alltäglich neu ausgeschrieben werden,²⁷¹⁵ verfestigt sich für den Anlagenbetreiber die Option der Zusateinnahmen²⁷¹⁶.

Es ist damit zu befürchten, dass eine Regelleistungsbereitstellung durch einen rein rationell agierenden Anlagenbetreiber im Sinne eines homo oeconomicus nicht konstant, sondern allein bei zusätzlich einfahrbaren Umsätzen erfolgt. Ein permanenter Beitrag zur Regelleistung muss damit zumindest bezweifelt werden. Dies kann dem Anlagenbetreiber jedoch

2711 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 21].

2712 Vorliegend wird die Einhaltung der präqualifikatorischen Voraussetzungen, etwa durch Bildung eines virtuellen Kraftwerks (siehe dazu *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 21]) unterstellt, wobei die Betrachtung gleichwohl auf den Anlagenbetreiber als Einzelakteur (hypothetisch) abstellt.

2713 Vgl. *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16].

2714 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

2715 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 21].

2716 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16].

nicht selbst vorgehalten werden, sondern liegt vor allem in den (durch die Marktpremie gesetzten) marktwirtschaftlichen wie auch generellen technischen Gegebenheiten begründet. So ist nämlich der geschäftliche Erfolg des jeweiligen Anlagenbetreibers stark vom (überhaupt) zur Verfügung stehenden Primärenergieträgerangebot geprägt. Zudem wird gerade in dargebotsstarken Zeiten auf Grund der dominierenden Quote der Windenergie im gesamtdeutschen Portfolio der installierten Leistung bei den erneuerbaren Energien²⁷¹⁷ ein Bedarf an positiver Regelleistung kaum denkbar sein. Vielmehr wird sodann eher ein Bedarf an negative Regelleistung wahrscheinlich.

Insgesamt gesehen wird die prämierte Direktvermarktung damit faktisch keine spürbare Wirkung auf die bedarfsgerechte(re) Einspeisung in diesem Teilbereich entfalten können. Doch auch diese theoretischen Einschätzungen bedürfen einer Verifikation im Rahmen eines entsprechenden Forschungsvorhabens.

e.) Steuerwirkung bei steuerbaren Anlagen im Kontext negativer Regelleistung

Vollkommen anders könnte sich die Situation bei den steuerbaren Energieträgern im Bereich der negativen Regelleistung darstellen. Hier könnte die prämierte Direktvermarktung eine entsprechende Steuerwirkung entfalten. In diesem Kontext ist nämlich Ausgangslage, dass den Betreibern steuerbarer Anlagen durch das schlichte Abregeln der Anlage kein automatischer „Verlust des Energieträgers“²⁷¹⁸ entsteht.²⁷¹⁹ Es fallen in diesem Zeitpunkt gerade keinerlei Grenzkosten an. Das könnte wiederum bedeuten, dass zumindest das Anbieten von Regelleistung durch bloßes Abregeln auf Grund der – allgemein von der Literatur²⁷²⁰ angeführten – preisgünstigen Zugewinnmöglichkeit²⁷²¹ grundsätzlichen Anklang auf Seiten der Betreiber steuerbarer Anlagen finden könnte. Dies gilt zumindest bei einem Überschuss des Stroms am Markt – und damit

2717 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13.

2718 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 21].

2719 *Breuer*, REE 2012, S. 17 [S. 21].

2720 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16].

2721 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16].

einhergehenden niedrigen respektive negativen Strompreisen²⁷²² –, bei dem sich trotz heranziehbarer Marktprämie keine Rentabilität für den Anlagenbetreiber zur allgemeinen Erzeugung und Veräußerung einstellt.²⁷²³ In einer derartigen Situation kann er durch das Anbieten von negativer Regelleistung sodann eine zusätzliche²⁷²⁴ Einnahmequelle eröffnen. Mit dieser kann er zugleich die generell vorherrschenden nachfrageschwachen Intervalle entsprechend kompensieren (soweit innerhalb dieser ein entsprechender Bedarf an Regelleistung auftritt). Dies gilt vor allem auch unter dem Aspekt, dass für das reine Abregeln der Anlagen grundsätzlich keine Investitionen in zusätzlich installierte Leistung erforderlich sind.²⁷²⁵

Folglich kann die Möglichkeit, negative Regelleistung anzubieten, bei steuerbaren, Grenzkosten-aufweisenden Energieträgern einen Anreiz zum (noch früheren) Abregeln bei niedrigen respektive negativen Strompreisen entsprechend setzen und gegebenenfalls sogar verstärken. Der einzelne Grad – und damit auch der Umfang zur bedarfsgerechten Erzeugung – hängt wiederum stark von der individuellen markt- und betriebswirtschaftlichen Situation ab. Abschließend ist diesbezüglich jedoch noch ausdrücklich hervorzuheben, dass die Anreizeffekte im Kontext des Anbietens negativer Regelleistung nicht originär von der Marktprämie als Förderinstrument ausgehen und ihr damit zugerechnet werden können. Vielmehr sind diese Positiveffekte allein auf die generelle Möglichkeit zurückzuführen, in der Direktvermarktung Regelleistung anbieten zu können²⁷²⁶. Gleiches gilt entsprechend für die Flexibilitätsprämie, da es sich insoweit um ein additionales Förderinstrument für Biogasanlagen handelt²⁷²⁷.

2722 Vgl. insoweit *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2723 Vgl. dazu nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.) (2), S. 466 f.

2724 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16].

2725 Vgl. *Roitsch* nach Benschmann, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 46].

2726 Zur Zulässigkeit des Anbietens von Regelenergie / Regelleistung im Kontext der Direktvermarktung siehe nochmals Abschnitt E.I.2.c.), S. 413 ff.

2727 Siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.), S. 312.

f.) Steuerwirkung bei fluktuierenden, nicht-steuerbaren Energieträgern im Kontext negativer Regelleistung

Fraglich ist, ob die Direktvermarktung ebenfalls im Kontext der fluktuierenden, nicht-steuerbaren Energieträger Effekte zur Bereitstellung von negativer Regelleistung setzen kann. Ausgangsgrundlage ist dabei wiederum, dass der jeweilige Anlagenbetreiber auf Grund der einspeiseabhängigen Ausgestaltung keine Marktpremie für das bloße Abregeln oder gar das generelle Bereitstellen negativer Regelleistung erhält.²⁷²⁸ Eine Anreizsetzung zum Abregeln findet durch die Marktpremie damit nicht statt.

Viel bedeutsamer ist in diesem Kontext der zuvor aufgedeckte gravierende „Systemmangel“²⁷²⁹ der Marktpremie bei den nicht-steuerbaren, fluktuierenden Energieträgern. Dieser führt – wie aufgezeigt – zu vollkommen marktfremden Effekten. So ermöglicht die „einspeiseabhängige Gewährung der Marktpremie“²⁷³⁰ den Anlagenbetreibern auf Grund ihrerseits nicht-anfallender Grenzkosten eine jederzeitige Veräußerung – auch wenn es am Markt an einer entsprechenden Nachfrage mangelt und niedrige oder gar negative Strompreise bestehen.²⁷³¹ Der jeweilige Anlagenbetreiber „bleibt ein Mengenmaximierer“²⁷³². Mit anderen Worten kann er also die mindestvergütungstypischen Produktions- und Verhaltensweisen fortführen.

Dies hat wiederum zur Folge, dass die im Rahmen der negativen Regelleistung erzielbaren Einnahmen für den Anlagenbetreiber wirtschaftlich von vornherein kaum eine Bedeutung entwickeln können. Die reine Chance zur Generation von Zusatzeinnahmen kann im Kontext der fluktuierenden Energieträger, welche die Marktpremie und gegebenen-

2728 Siehe nochmals *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 42; siehe vor allem nochmals Abschnitt E.I.2.c.)bb.), S. 416.

2729 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394], wobei der von ihnen verwandte Terminus des „Systemmangel[s]“ (ebenda) jedoch in einem völlig anderen Kontext (mangelnder Anreiz für Biogasanlagen zur Teilnahme am Strommarkt respektive der Direktvermarktung) Anwendung findet.

2730 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].; siehe zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

2731 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.) (2), S. 457 ff.

2732 *Pilgram*, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

falls noch das Händlermodell nutzen, keinerlei Bedeutung erlangen. Insgesamt führt die Direktvermarktung in diesem Kontext folglich zu keinen positiven Effekten.

g.) Zwischenergebnis

Die Förderung von positiver Regelleistung durch die prämierte Direktvermarktung kann demnach nur für die Betreiber steuerbarer Anlagen ein Zusatzgeschäft²⁷³³ darstellen und somit auch entsprechend durch die eingesetzten Instrumente angereizt werden. Da es sich allein um einen Bonus für den Anlagenbetreiber handelt, können kaum tiefergehende Effekte auf die Bedarfsgerechtigkeit der Erzeugung erwartet werden. Insofern kann lediglich die generelle Möglichkeit des Anbietens von positiver Regelleistung als vollkommen begrüßenswert eingeordnet werden.

Die Möglichkeit des Anbietens negativer Regelleistung im Rahmen der Direktvermarktung ist zwar gleichfalls positiv, wird jedoch nur im Bereich der steuerbaren Energieträger überhaupt von praktischer Relevanz sein und entsprechende Positivwirkungen erwarten lassen.

Insgesamt genügen die geschaffene Möglichkeit der Bereitstellung von Regelleistung innerhalb der Direktvermarktung und die dabei teilweise stattfindende Förderung durch die Marktprämie nicht, um die aufgezeigten Negativeffekte im Kontext der Bedarfsgerechtigkeit abzumildern oder gar abzustellen. Eine Rechtfertigung der Negativeffekte ergibt sich somit nicht.

Unabhängig vom Vorgenannten ist (wiederum) deutlich geworden, dass das Zusammenschalten und Konzentrieren von einer Mehrzahl von Erzeugungsanlagen zu virtuellen Kraftwerken eine entscheidende Rolle im Bereich der bedarfsgerechten Erzeugung spielt. Dieses Modell könnte damit eine Schlüsselrolle im Rahmen der Marktintegration erneuerbarer Energien einnehmen. Hieran wird folglich noch anzuknüpfen sein.²⁷³⁴

2733 Vgl. *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 16], der insoweit die allgemeine Möglichkeit der Erzielung von zusätzlichen Einnahmen im Bereich der Regelleistung herausstellt.

2734 Siehe insoweit Abschnitt F.III.2.a.), S. 593 ff.

4. Parameterergebnis

Rückblickend auf die herausgestellten Ergebnisse im Kontext der bedarfsgerechten Produktion und Veräußerung kann die Marktpremie insgesamt keine positiven Ergebnisse herbeiführen. Vor allem im Bereich der fluktuierenden Energieträger sind auf Grund der gesamten Konzeption der Marktpremie, insbesondere auf Grund ihrer einspeiseabhängigen Ausgestaltung,²⁷³⁵ überhaupt keine Effekte auf eine bedarfsgerechte Erzeugung wie auch Veräußerung zu verzeichnen.²⁷³⁶ Vielmehr setzt das System der marktpremiierten Direktvermarktung das Regime der Mindestvergütung – wenn auch in einer veränderten Form – konsequent fort. An die Stelle der Netzbetreiber treten nun letztlich weitestgehend die jeweiligen „professionelle[n] Vermarkter“²⁷³⁷, der Netzbetreiber fungiert nur noch als „übergeordneter Prämiengeber“. Die „professionelle[n] Vermarkter“²⁷³⁸ können dabei zwar durchweg gewisse Fortschritte im Kontext der Vermarktung für sich verzeichnen, doch ändert ihr Geschäftsmodell gleichwohl nichts an der bisherigen Ausrichtung der Anlagenbetreiber respektive der Marktpremie per se. Dies ist jedoch nicht den jeweiligen Akteuren, sondern allein dem Gesetzgeber vorzuhalten.

Im Kontext der steuerbaren Energieträger ist die Situation zwar nicht derart negativ, dennoch kann sie keineswegs positiv evaluiert werden. Insofern steht der grundsätzlich zu erwartenden Steuerwirkung des Marktpremienmodells die technische wie auch betriebswirtschaftliche Realität als Hemmnis gegenüber, das bisher auch unter Einsatz der Flexibilitätsprämie keineswegs überwunden werden konnte. So steht deren potenzieller Wirkung eine vollkommen ungenügende und kaum wahrnehmbare Nutzung gegenüber.²⁷³⁹

Betrachtet man nun die Effekte der Marktpremie im Kontext der sowohl steuerbaren wie auch nicht steuerbaren, fluktuierenden Energie-

2735 Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 24 f.].

2736 So schon zum Modell der Marktpremie vor ihrer gesetzlichen Implementierung im System der Direktvermarktung Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 25], die das Modell als ungeeignet zum Erzielen einer vollständig bedarfsgerechten Einspeisung beurteilten; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2737 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2738 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2739 Vgl. Bensmann, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50]; siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.b.), S. 269 sowie Abschnitt E.III.2.e.), S. 478

träger abschließend, verschärft sich die mangelnde bedarfsgerechte Steuerwirkung dieses Förderinstruments im Kontext der fluktuierenden Energieträger noch weiter.²⁷⁴⁰ Dies rührt daher, dass zum Großteil die fluktuierenden Energieträger das Marktprämienmodell nutzen, wobei insbesondere die Windenergie eine absolute Dominanzposition einnimmt.²⁷⁴¹ Die steuerbaren Energieträger sind dahingegen – sowohl absolut als auch relativ gesehen – kaum in der Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012 anzutreffen,²⁷⁴² sondern verbleiben vielmehr in der Mindestvergütung. Dies hat zur Folge, dass sich die Negativeffekte der Marktprämie in ihrer Gesamtwirkung dementsprechend maximieren, was wiederum dazu führt, dass die ausschließliche Wirkung der Marktprämie im Kontext der marktgerechten Produktion und Veräußerung als weitestgehend ineffektiv beschrieben wie auch bewertet werden muss.

IV. Langfristiges Erzielen marktfähiger Preise durch Markt- und Flexibilitätsprämie

Weiterer Bestandteil der Marktintegration ist, dass die erneuerbaren Energien ihre Angebotspreise auf Dauer an die durchschnittlichen Marktpreise angleichen, um zukünftig auch „ohne [...] Förderung [am Markt] bestehen [zu] können“^{2743, 2744} Das Fördersystem der Direktvermarktung müsste insofern wirksame Anreize zur Preisangleichung setzen und entsprechende Preissenkungen herbeiführen.

2740 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2741 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.d.) und D.I.2.h.)bb.), S. 274 ff.; siehe zum ersten Halbjahr 2012 insoweit *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2742 Siehe nochmals Abschnitt D.I.2.d.) und D.I.2.h.)bb.), S. 274 ff.; siehe zum ersten Halbjahr 2012 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

2743 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 26.

2744 Zum Begriff der Marktintegration erneuerbarer Energien sei nochmals verwiesen auf Abschnitt B.VII.2.b.), S. 154 f.; zur Herleitung des Kriteriums der Erzielung marktfähiger Preise sei auf Abschnitt C.VII.4.b.), S. 222 f.

1. Grundsätzliche Neutralität der allgemeinen Direktvermarktungsvorschriften

Betrachtet man die allgemeinen Vorschriften der Direktvermarktung, insbesondere den Direktvermarktungsbegriff des § 33a Abs. 1 EEG 2012, so ist an keiner Stelle das Erzielen bestimmter Preise vorgeschrieben.²⁷⁴⁵ Vielmehr wird lediglich eine generelle Veräußerung des erzeugten Stroms durch den Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung vorausgesetzt. Es werden durch das Direktvermarktungssystem hierbei keine Grenzen bezüglich des jeweilig aufzurufenden Preises festgelegt, sodass sich ebenso wenig (künstliche) Limitierungen ergeben²⁷⁴⁶. Folglich sieht die Direktvermarktung grundsätzlich eine vollkommene „Preisfreiheit“²⁷⁴⁷ für den Anlagenbetreiber vor.²⁷⁴⁸

2. Einflusswirkung der marktprämiierten Direktvermarktung auf die Preisgestaltung

Da sich aus dem Vorgenannten demnach keine Preissenkungswirkung ergeben kann, verbleibt grundsätzlich nur die Marktprämie als Ansatzpunkt einer entsprechenden Preisabsenkung respektive -angleichung.

a.) Preistiefstellungswirkung des Marktprämienmechanismus

Wie bereits im Vorhinein beschrieben, besteht der instrumentelle Ansatz der Marktprämie vor allem darin, mittels der sog. „gleitende[n] Prämie“²⁷⁴⁹ auf Seiten des Anlagenbetreibers einen Differenzausgleich zwischen dem jeweiligen (monatsdurchschnittlichen²⁷⁵⁰) Marktpreis und der EEG-Vergütung herbeizuführen.²⁷⁵¹ Dementsprechend wird im

2745 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

2746 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

2747 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

2748 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

2749 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2750 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

2751 Siehe nochmals *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)aa.), S. 109 f.

Rahmen der Bemessung der Marktprämie auch zunächst auf die vom jeweiligen Anlagenbetreiber real erlangbare Mindestvergütung abgestellt.²⁷⁵² Diese „Eventualvergütung“²⁷⁵³ („EV“), welche auch als ‚anzulegender Wert‘ bezeichnet wird, bildet damit stets den Ausgangspunkt der Berechnung der Marktprämie.²⁷⁵⁴ Diese Konzeption der Marktprämie und deren enge Verbandlung mit der regulären Mindestvergütung haben jedoch zugleich umfangreiche Auswirkungen sowohl auf die gegenwärtige Preisgestaltung wie auch zukünftige Preisentwicklung im Kontext der erneuerbaren Energien am Strommarkt:

So konnte bereits zuvor aufgezeigt werden, dass die Anlagenbetreiber ihren Angebotspreis durch die Inanspruchnahme der Marktprämie entsprechend tiefstellen und ‚optimieren‘ können.²⁷⁵⁵ Sie werden damit in die Lage versetzt, Preise deutlich unterhalb ihrer reellen, allgemeinen Position im Rahmen der Merit Order aufzurufen. Insoweit sind die erneuerbaren Energien – unabhängig von der wirtschaftlichen Realisierbarkeit – gerade nicht gezwungen, ihren Strom genau auf Höhe des realen Marktwertes anzubieten. Dieser durch die Marktprämie künstlich geschaffene ‚Puffer‘ führt jedoch nicht nur zur vorgenannten Verbesserung der Angebotslage.²⁷⁵⁶ Vielmehr führt er gar dazu, dass die erneuerbaren Energien sich nur im (äußerst) begrenzten Maße mit der Marktpreis-situation auseinandersetzen müssen. Es besteht für sie demnach kein allgemeiner Anreiz zur Optimierung von Anlage, Geschäftsmodell und betrieblicher Ausgestaltung. Insbesondere allgemein zu erwartende technische Innovationsmaßnahmen wie auch sonstige Effizienzsteigerungen bleiben damit aus. Sie werden durch die bisherige Konzeption der

2752 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; siehe vor allem aber nochmals ausführlich zur Bemessung der Marktprämie Abschnitt D.II.3., S. 290 ff.

2753 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.

2754 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; siehe vor allem aber nochmals ausführlich zur Bemessung der Marktprämie D.II.3., S. 290 ff.

2755 Vgl. Abschnitt E.III.1.f.)bb.) (2), S. 457 ff. sowie zudem Abschnitt E.III.1.f.)ee.) (2), S. 466 f.; vgl. (erneut) *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

2756 Vgl. dazu nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.) (2), S. 457 ff. sowie Abschnitt E.III.1.f.)ee.) (2), S. 466 f.; *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

Marktprämie insbesondere für die gegenwärtige Preisgestaltung nicht unmittelbar veranlasst.

b.) Starre Kopplung der Marktprämie an die Mindestvergütungssätze

Von viel größerer Relevanz ist jedoch noch eine ganz andere Gegebenheit: die zuvor beschriebene strikte Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung. Hierbei ist entscheidend, dass die Mindestvergütung ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage keiner Degression mehr unterworfen ist.²⁷⁵⁷ Die Degression der Mindestvergütung greift gerade nur, soweit keine Inbetriebnahme erfolgt ist, vgl. §§ 20 ff. EEG 2012.²⁷⁵⁸ Infolgedessen wird die Mindestvergütung „jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres“²⁷⁵⁹ auf gleichbleibender Höhe gewährt.²⁷⁶⁰ Das bedeutet für den einzelnen Anlagenbetreiber – und somit auch grundsätzlich für die „professionelle[n] Vermarkter“²⁷⁶¹ –, dass für diesen mehr als 20 Jahre andauernden Zeitraum insgesamt eine sichere Einnahmequelle zur Verfügung steht, die als Kombination von Marktpreis und „gleitende[r] Prämie“²⁷⁶² grundsätzlich auf dem Niveau der Mindestvergütung (zuzüglich der Managementprämie) taxiert.

Auf Grund dieser konstanten und festen Einnahmequelle auf zumindest gleichbleibendem Mindestvergütungsniveau kann sich der Anlagenbetreiber auch nicht veranlasst sehen, weitere Effizienzmaßnahmen und Umrespektive Aufrüstungen seiner Anlage in die Wege zu leiten. Allein sein wirtschaftliches Eigeninteresse und das betriebswirtschaftlich

2757 Vgl. *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, § 20 Rn. 2 und Rn. 6; vgl. zudem *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 3 sowie Abschnitt B.IV. 2.a.)cc.) und dd.), S. 74 ff.

2758 Vgl. *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, § 20 Rn. 2; siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 3; siehe zudem Abschnitt B.IV.2.a.)dd.), S. 75 f.

2759 § 21 Abs. 2 EEG 2012.

2760 BR-Drs. 341 / 11, S. 131; BT-Drs. 16/8148, S. 51; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 3 sowie § 20 Rn. 5; *Reshöft*, in: *Reshöft*, EEG, § 20 Rn. 6; siehe zudem nochmals Abschnitt B.IV.2.a.)dd.), S. 75 f.

2761 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2762 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

grundsätzlich immanente Streben nach höheren Gewinnen können insoweit zu entsprechenden Modernisierungs- und Optimierungsmaßnahmen veranlassen. Diese werden zwar dessen eigene betriebliche Situation verbessern, soweit sie entsprechend geplant sowie kalkuliert wurden und sich demnach amortisieren. Die zuvor beschriebene Problematik führt gleichzeitig jedoch dazu, dass diese Aufwendungen keine Auswirkungen auf die am Markt aufgerufenen Preise mit sich bringen. Eine Preissenkung und Anpassung wird durch die „gleitende Prämie“²⁷⁶³ damit – ebenso wie die Mindestvergütung – (nach Inbetriebnahme der Anlage) nicht mehr veranlasst. Diese durch die Marktprämie geschaffene Sicherheit kann lediglich durch die Abschaffung des gesamten genannten Instruments gestört werden. Dies führt wiederum nicht automatisch dazu, dass diese Prämie positive Effekte herbeiführt.

c.) Preissenkungseffekte durch die Degression der Managementprämie

Allein die im Rahmen der Managementprämie vorgesehene Degression²⁷⁶⁴ könnte einen minimalen Beitrag zur Preisanpassung leisten, welcher jedoch lediglich im hinteren Nachkommabereich taxieren wird und demnach nicht von Relevanz ist. Lediglich die im Rahmen des Anpassungskapitels beschriebenen Maßnahmen könnten insoweit für Verbesserung sorgen.²⁷⁶⁵

d.) Zwischenergebnis

Insgesamt ist aber zu berücksichtigen, dass die Managementprämie (zusammen mit der „gleitende[n] Prämie“²⁷⁶⁶) grundsätzlich zu Einnahmen führt, die – bezogen auf die jeweilig eingespeiste Kilowatt-

2763 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2764 Siehe insoweit nochmals Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 295 ff., insb. Tabelle 1, S. 297.

2765 Siehe insoweit nochmals Abschnitt D.III.1.d.), S. 354 f.

2766 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

stunde – oberhalb der Mindestvergütung angesiedelt sind.²⁷⁶⁷ Sonach kann die Marktpremie grundsätzlich weder Anpassungs- noch Senkungseffekte auf den derzeitigen sowie auf den künftigen Angebotspreis der Anlagenbetreiber herbeiführen. Insgesamt kann dies grundsätzlich als Verstoß gegen die Anforderung gewertet werden, keine Fördersätze oberhalb des Mindestvergütungsniveaus anzubieten. Dies gilt selbst unter dem Aspekt, dass es zu einer Verlagerung der Vermarktung von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Anlagenbetreiber kommt.²⁷⁶⁸

3. Einflusswirkung der Flexibilitätsprämie auf die Preisgestaltung

Auch die Flexibilitätsprämie ändert im Kontext der Biogasanlagen nichts an den vorgenannten Ergebnissen. Sie dient lediglich der anteiligen Deckung der für die Aufrüstung zwecks bedarfsgerechterer Erzeugung anfallenden Investitionskosten, welche insbesondere nicht durch die Marktpremie bedient werden können.²⁷⁶⁹ Als Ergänzung²⁷⁷⁰ zur Marktpremie übernimmt sie vielmehr automatisch deren Effekte und Wertungen. Die Flexibilitätsprämie leistet demnach grundsätzlich keine eigenständigen Effekte zur Preissenkung und -angleichung.

4. Parameterergebnis

Die Markt- und Flexibilitätsprämie können damit derzeit kaum zur Preissenkung und -anpassung beitragen. Sie scheitern demzufolge ebenso im Kontext dieser marktintegrationsrelevanten Aufgabe.

2767 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.; siehe unter diesem Aspekt auch noch den nachfolgenden Abschnitt E.V., ab Teilabschnitt E.V.2., ab S. 499 ff.

2768 Siehe dazu nochmals Abschnitt E.I.1., S. 401 ff.

2769 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *ders.*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 4; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES)* u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 2; siehe Abschnitt E.III.2.b.), S. 472 f.

2770 Vgl. nochmals § 33i Abs. 1 EEG 2012 sowie Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.

V. Vermittlung allgemeiner Marktrisiken

Als weitere marktintegrative Erfolgsbedingung ist zu untersuchen, ob das Fördersystem den jeweiligen ‚Integranden‘ die generellen marktwirtschaftlichen Risiken (allgemeine Marktrisiken) (stufenweise) vermittelt.²⁷⁷¹

1. Untersuchungsmaßstab

Das Vermitteln von Marktrisiken bedeutet, dass das Fördersystem auf Grund seines Mechanismus nicht nur das permanente Erzielen von Einnahmen ermöglichen, sondern zugleich das Einfahren von Verlusten – zumindest in gewissem Maße – offenhalten muss. Es darf damit keine vollkommen sichere Gewinnmöglichkeit für die einzelnen Anlagenbetreiber (wie die Mindestvergütung) darstellen (Verbot der Überförderung). Gleichzeitig muss es dennoch eine gewisse Investitionssicherheit erhalten. Mit anderen Worten hat der Mechanismus der Direktvermarktung dafür Sorge zu tragen, dass die Förderung sowohl Gewinn- wie auch Verlustmöglichkeiten offeriert, wobei sich das Maß am jeweiligen Integrationsfortschritt ausrichten muss. Anknüpfungspunkt der Bewertung ist vorliegend – wie im Rahmen der Parameterherleitung dargelegt²⁷⁷² – die Fragestellung, ob das Fördersystem der prämierten Direktvermarktung zu einem permanenten (rentablen) Absatz von Strom führt oder ob es auch die Möglichkeit des Nichtabsatzes von Strom ermöglicht und somit entsprechende Marktrisiken vermittelt. Letztlich ergibt sich aus dem Verhältnis der Umsatz- und Nicht-Umsatzmöglichkeiten der jeweilige Grad an Risikenvermittlung.

2771 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.5., S. 225 ff.

2772 Siehe nochmals Abschnitt C.VII.5.b.), S. 227 ff.

2. Wirkung der Marktpremie im Kontext der fluktuierenden Energieträger

a.) Fortwirken und Durchschlagen der mangelnden Steuerwirkung der Marktpremie

Ausgangspunkt der Untersuchung sind demnach die Ergebnisse des Parameters einer markt- wie auch bedarfsgerechten Produktion und Veräußerung. Insoweit konnte aufgezeigt werden, dass die einspeise- und veräußerungsabhängige Gewährung der Marktpremie sowie deren Mechanismus der „gleitende[n] Prämie“²⁷⁷³ dazu führen, dass insbesondere die Betreiber der im Rahmen der Marktpremie dominierenden Windenergieanlagen ihren Strom – mit Ausnahme von extremen Negativpreisintervallen – grundsätzlich immer ohne unmittelbare finanzielle Einbußen absetzen können.²⁷⁷⁴ Gerade die nicht anfallenden Grenzkosten ermöglichen in Zusammenkunft mit der Marktpremie dieses Anbieterverhalten.²⁷⁷⁵ Dies bedeutet wiederum, dass der Anlagenbetreiber im Rahmen der Marktteilnahme mit stetigen Einnahmen kalkulieren kann. Geht man darüber hinaus von einer (mindestens) vollständigen Deckung der anfallenden Vermarktungskosten durch die Managementprämie aus,²⁷⁷⁶ so führt dies zu dem Schluss, dass die Marktpremie die Teilnahme am Strommarkt für die fluktuierenden Energieträger auf eine grundsätzlich sichere finanzielle Grundlage stellt.

Dies läuft auch mit der zugrunde liegenden Zielsetzung der Marktpremie konform: Diese soll gerade dafür Sorge tragen, dass dem direktvermarktenden Anlagenbetreiber grundsätzlich keine Nachteile im Verhältnis zur regulären Mindestvergütung entstehen.²⁷⁷⁷ Mit der Mindestvergütung wird wiederum bezweckt, dem Anlagenbetreiber „bei rationeller Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb [der] Anlage

2773 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

2774 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff.

2775 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.)(2), S. 457 ff.

2776 So letztlich angenommen von Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2777 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 326]; vgl. zudem Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 591].

grundsätzlich zu ermöglichen^{2778, 2779} Die Höhe der Marktprämie wurde insoweit genau entsprechend diesem Konzept bemessen.²⁷⁸⁰ Sie hat quasi eine Art Abbildfunktion zur Mindestvergütung. Da die Mindestvergütung jedoch keine Risiken des Marktes vermittelt hat,²⁷⁸¹ bedeutet dies nicht nur aus theoretischer Sicht, dass den Anlagenbetreibern einer dargebotsabhängigen Anlage kaum Risiken durch die Marktprämie vermittelt werden. Die mangelnde Steuerwirkung der Marktprämie schlägt entsprechend durch – es besteht ein Konnex. So ergebe sich allein in der – als unwahrscheinlich eingestuft – Situation des Erzielens von Preisen unterhalb des rechnerischen Monatsdurchschnitts ein „Vergütungsrisiko“²⁷⁸² auf Seiten des Anlagenbetreibers.²⁷⁸³ Das Instrument der Marktprämie soll auf Seiten der Anlagenbetreiber generell keine erhöhten Marktrisiken erzeugen.²⁷⁸⁴

2778 BT-Drs. 15/2864, S. 36.

2779 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36; siehe *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 56; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 5; so *Lehnert / Thomas*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 1 und Rn. 3 siehe gerade nochmals Abschnitt B.IV.2.a.)bb.), S. 74.

2780 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 171; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 14.

2781 Siehe nochmals Abschnitt C.VII.5.a.), S. 225 f.

2782 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326 Fn. 24].

2783 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326 Fn. 24]; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 27 unter Rückgriff auf *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; siehe dazu auch *Sensfuß / Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung erneuerbarer Stromerzeugung, S. 1, wonach „[insbesondere] die Koppelung an den Monatsmittelwert des Marktpreises (Phelix Base)“ (ebenda) zu einer Beseitigung der „Risiken der generellen Marktpreisentwicklung“ (ebenda) führt, ebenda.

2784 *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 591]; vgl. *Sensfuß / Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung erneuerbarer Stromerzeugung, S. 1 ff.

b.) Verifikation durch Prognosen und Untersuchungen

aa.) Mehr- und Mindereinnahmen in der marktpremiierten
Direktvermarktung

Die vorangegangenen Ergebnisse lassen sich durch getätigte Untersuchungen²⁷⁸⁵ grundsätzlich bestätigen. Bei diesen wurden die Einnahmen aus der Marktpremie denen aus der Mindestvergütung gegenübergestellt.²⁷⁸⁶ Insofern sollte „das Erlöspotenzial im Marktpremienmodell“²⁷⁸⁷ für das gesamte in Deutschland installierte Portfolio an Windenergieanlagen quantifiziert werden, wobei als Grundlage exemplarisch zwei Windenergieanlagen am Standort Emden und Chemnitz herangezogen wurden.²⁷⁸⁸ Hierbei wurde technischerseits wie auch bezogen auf die Vergütung identische Ausgangsvoraussetzungen gewählt, wobei die sonstigen Simulationsdaten (börsliche Preisentwicklung, Dargebot an Wind etc.) auf realen Zahlen des Jahres 2011 basierten.²⁷⁸⁹

Anhand dieser Daten kam die Untersuchung für den Standort Emden zu dem Ergebnis, dass der Anlagenbetreiber mittels der Marktpremie im Vergleich zur Mindestvergütung monatlich Zusatzeinnahmen „zwischen 5 000 und 11 000 €“²⁷⁹⁰ generiert hätte.²⁷⁹¹ Wurde dieser reine ‚Bruttomehrerlös‘ von 83.500 Euro für das Jahr 2011 noch anschließend um die anfallenden Vermarktungskosten²⁷⁹² („Handlingkosten“²⁷⁹³) bereinigt, ergab sich für das Jahr 2011 für den jeweiligen Anlagenbetreiber noch eine ‚Nettozusatzannahme‘ von 8.834 Euro.²⁷⁹⁴

Nicht derart gewinnträchtig fiel die Berechnung für den Standort Chemnitz aus: Der monatliche ‚Bruttomehrerlös‘ betrug zwischen 1.700

2785 Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 29 f.].

2786 Vgl. Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 29 f.].

2787 Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 29].

2788 Siehe Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 29 f.].

2789 Siehe Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 29 f.], dort auch zu den Ausgangsvoraussetzungen im Detail.

2790 Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2791 Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2792 Insoweit wurde von einer vollständige Deckung und Entsprechung der Vermarktungskosten mit der auszahlenden Managementprämie angenommen, die Managementprämie stand demnach synonym für die Vermarktungskosten, siehe Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2793 Salje, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2794 Siehe Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 30].

und 15.000 €, sodass sich ein jährlicher ‚Bruttomehrerlös‘ von 64.500 Euro ergab.²⁷⁹⁵ Dies hatte zur Konsequenz, dass sich nach Abzug der Managementprämie (als Äquivalent für die „Handlingkosten“²⁷⁹⁶)²⁷⁹⁷ sogar Mindereinnahmen in Höhe von 608 Euro gegenüber der Mindestvergütung ergaben.²⁷⁹⁸

Diese Untersuchung legt aus Sicht der Literatur²⁷⁹⁹ zwar offen, dass das Instrument der Marktpremie für den Anlagenbetreiber sowohl eine Schlechter- wie auch Besserstellung im Vergleich zur regulären Mindestvergütung herbeiführen könne.²⁸⁰⁰ Gleichwohl darf man im Rahmen der Ergebnisfindung nicht vernachlässigen, dass die Mindereinnahmen auf das gesamte Jahr gesehen lediglich einen Betrag von etwas über 600 Euro annehmen,²⁸⁰¹ was wiederum keine wirtschaftlich erheblichen Auswirkungen für den jeweiligen (Einzel-)Anlagenbetreiber mit sich bringen dürfte. So ist insbesondere aus theoretischer Sicht davon auszugehen, dass sich diese Mindereinnahmen durch allgemeine Effizienzsteigerungen im Anlagenbetrieb ausgleichen lassen, die insoweit nicht zwingend mit Mehrkosten verbunden sein müssen. Gleichzeitig ist anzuführen, dass im Bereich der „Handlingkosten“²⁸⁰² bereits durch zunehmende Erfahrung deutliche Kostensenkungseffekte zu erwarten sind, vgl. allein die „degressive[.] Ausgestaltung“²⁸⁰³ der Managementprämie insbesondere in ihrer durch die MaPrV gefundenen Form.²⁸⁰⁴ Dies gilt erst recht, soweit beispielsweise auf „Zwischenhändler“²⁸⁰⁵ zurückgegriffen wird und / oder entsprechende Skaleneffekte eintreten.²⁸⁰⁶

2795 *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2796 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2797 Vgl. *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2798 *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2799 *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2800 *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2801 Vgl. *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [S. 30].

2802 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2803 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20; so ursprünglich *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392].

2804 Vgl. zudem BT-Drs. 17/10571, S. 1 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 21.

2805 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2806 Siehe zum entstandenen Markt des ‚Zwischenhandels‘ (*Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19]) nochmals Abschnitt E.II.1.b.), S. 422 ff.

bb.) Real erzielbare Zusatzeinnahmen durch die Managementprämie

Dass die Marktpremie insofern grundsätzlich zu einer weitgehend risikolosen Situation führt und damit sogar eine wirtschaftliche Besserstellung auf Seiten der Anlagenbetreiber herbeiführt, könnte auch mittels einer anderen Prognose²⁸⁰⁷ belegt werden. Diese hat sich inhaltlich mit den (zusätzlichen) Einnahmen durch die Managementprämie und den damit zusammenhängenden „Handlingkosten“²⁸⁰⁸ für einen „Windpark mit 15 Anlagen je 1,5 Megawatt [...] bei 2500 [Betriebsstunden]“²⁸⁰⁹ für das Anfangsjahr 2012 auseinandergesetzt.²⁸¹⁰ Hiernach betrugen die Einnahmen aus der Managementprämie 675.000 Euro, wohingegen auf Ausgabenseite als „Handlingkosten“²⁸¹¹ lediglich ein „fünftellige[r] Jahresbetrag“²⁸¹² zu verzeichnen sei.²⁸¹³ Insoweit wurden selbst bei entsprechenden „großzügige[n] Sicherheitszuschlägen“²⁸¹⁴ Vermarktungskosten unterhalb von 150.000 Euro angenommen.²⁸¹⁵ Diese prognostizierten Mehreinnahmen zeigen eindeutig, dass das Modell der Marktpremie bei den fluktuierenden Energieträgern grundsätzlich zu einer sicheren Mehreinnahmequelle führt. Insoweit wird die Managementprämie (im Kontext der Marktpremie) von der Literatur vollkommen zu Recht auch als Vermittlerin „betriebswirtschaftlicher Kalkulations-sicherheit“²⁸¹⁶ bezeichnet.²⁸¹⁷ Dies führt dazu, dass selbst im Falle von suboptimaler Vermarktung schwerwiegende Verluste nur in bestimmten

2807 *Schwich* nach Mihm, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/oekostrom-anbieter-von-neuer-foerderung-begeistert-11597686.html> (zuletzt abgerufen am: 20.06.13); so zitiert bei *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

2808 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2809 *Mihm*, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET.

2810 Vgl. *Mihm*, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

2811 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

2812 *Schwich* nach Mihm, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET.

2813 Vgl. *Schwich* nach Mihm, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

2814 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

2815 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

2816 *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

2817 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

Ausnahmefällen vorstellbar sind.²⁸¹⁸ Die Situation kann sich damit nur im Wege der voranschreitenden Degression²⁸¹⁹ der Managementprämie für den jeweiligen Anlagenbetreiber entsprechend ‚verschlechtern‘. Insoweit erhöhen sich die Marktrisiken proportional zur Prämienabsenkung. Im Rahmen dieser Bewertung ist jedoch zu berücksichtigen, dass den sinkenden Managementprämienätzen zugleich steigende Erfahrungen – und damit Kostensenkungseffekte – auf Seiten der Anlagenbetreiber gegenüberstehen, die als Vorteilsposition gegengerechnet werden müssen.

cc.) Zwischenergebnis

Demzufolge kann die Marktprämie im Bereich der fluktuierenden Energieträger den Anlagenbetreibern in Gesamtschau grundsätzlich keine zusätzlichen Marktrisiken vermitteln. Lediglich mit der voranschreitenden Degression²⁸²⁰ der Managementprämie kommt es insoweit zu einer Entschärfung des Problems und zur wirksamen Initiierung der Vermittlung marktwirtschaftlicher Risiken.

c.) Verschärfungen durch das Zwischenhandelsmodell²⁸²¹

aa.) Risikenverlagerung auf den „Zwischenhändler“²⁸²²

Weitere Verschärfungen könnten sich im Kontext der mangelnden Risikenvermittlung auf Grund des durch die Marktprämie mittelbar ermöglichte Zwischenhandelsmodell²⁸²³ ergeben: Denn wie bereits ausgeführt, räumen die Händler den jeweiligen Anlagenbetreibern für den eingespeisten Strom insoweit insbesondere einen Preis oberhalb der

2818 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 326 Fn. 24]; siehe nochmals E.V.2.a.), S. 499 f.

2819 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20; siehe dazu vor allem Abschnitt D.II. 3.b.)bb.) S. 295 ff., insb. Tabelle 1 auf S. 297.

2820 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20.

2821 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2822 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2823 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

Mindestvergütung verbindlich ein.²⁸²⁴ Diese Garantie manifestiert dabei nicht nur das bemängelte, nicht-bedarfsgerechte Einspeiseverhalten,²⁸²⁵ sondern wirkt sich vor allem auch eklatant auf die Risikenvermittlung durch die Marktpremie aus. Denn indem die Händler meist noch „in finanzielle Vorleistung [gehen]“^{2826, 2827} gilt für die Anlagenbetreiber das System der Mindestvergütung faktisch weiter.²⁸²⁸ Sie werden von dem Insolvenzrisiko des letztlichen und tatsächlichen Abnehmers („Dritter“, der nicht der „professionelle Vermarkter“²⁸²⁹ ist) gar nicht (mehr) tangiert. Für den Anlagenbetreiber ist es daher (zunächst) ohne Bedeutung, dass er auf Grund der allgemeinen Ausgestaltung der Direktvermarktung regulär dem Risiko der „Zahlungsunwilligkeit oder Insolvenz“²⁸³⁰ des Käufers (Dritten) ausgesetzt gewesen wäre.²⁸³¹ Es kommt also zu einer Art Kontinuation der Mindestvergütung. Die Risiken des Marktes verbleiben damit grundsätzlich gänzlich auf Seiten der Händler;²⁸³² sie sind für die Anlagenbetreiber faktisch ohne Relevanz.

2824 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 f.] sowie *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 57], jeweils zur Windenergie; vgl. *Zimmermann*, Neue Energie, 09/2011, S. 34 [S. 38]; vgl. zudem (exemplarisch) *GESY*, Direktvermarktung; *GESY*, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie, S. 6 f.; *RWE*, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, Folie 2; *Statkraft*, Das Statkraft Vermarktungsmodell; *WE²*, Unsere Leistungen auf einen Blick; *Werum*, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., Folie 32 und 35; siehe insb. nochmals Abschnitt E.II.1.b.)bb.), S. 423 f. sowie Abschnitt E.III.1.f.)cc.) (1), S. 461 f.

2825 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)cc.) (1) und (3), S. 461 ff.

2826 *Göbel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2827 Vgl. *Göbel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2828 Vgl. insoweit *Pilgram*, ew 10/2012, S. 10 [S. 10].

2829 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2830 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

2831 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 10.

2832 Vgl. *Frey*, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Pilgram*, ew 10/2012, S. 10 [S. 10], wobei sich dieser jedoch nur auf „die Risiken von negativen Preisen und Volumenschwankungen“ (ebenda) bezieht; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329]; *Zimmermann*, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 38]; vgl. zudem *Abegg* nach *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37]; *Göbel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63]; *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 57 f.].

bb.) Das Insolvenzrisiko des „Zwischenhändler[s]“²⁸³³ als Korrekturwirkung?

Etwas anderes könnte sich jedoch ergeben, wenn das vorgenannte Handelsmodell selbst gewissen Unsicherheiten unterworfen ist. Ein Risiko dieses Handelsmodells kann für den Anlagenbetreiber bereits darin erblickt werden, dass sich dieser grundsätzlich mit dem steten Insolvenzrisiko des jeweiligen „Zwischenhändler[s]“²⁸³⁴ konfrontiert sehen muss.²⁸³⁵ Ein solcher „Totalausfall“²⁸³⁶ wird auch als das insgesamt „größte Risiko“²⁸³⁷ für den Anlagenbetreiber im Rahmen der Direktvermarktung eingeschätzt.²⁸³⁸

Der Anlagenbetreiber kontrahiert gerade nicht unmittelbar mit dem durch das Vergütungssystem abgesicherten²⁸³⁹ Netzbetreiber, sondern mit einem ‚einfachen‘ Akteur des Strommarktes.²⁸⁴⁰ Dies bedeutet, dass dieser auch dem Insolvenzrisiko des ‚freien‘ Marktes ausgesetzt ist.²⁸⁴¹ Dies gilt respektive galt vor allem für das Einführungsjahr der Marktprämie und den damit verbundenen Neugründungen²⁸⁴² an Händlern, der Neuheit des Geschäftsmodells sowie den (damit ebenso verbundenen) anfänglichen (Start)Schwierigkeiten²⁸⁴³ der Marktprämie selbst. Mit zunehmender Erfahrung der Händler und fortschreitendem Bestehen dieses Modells können diese Risiken für den Anlagenbetreiber als gering eingeschätzt

2833 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2834 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2835 Vgl. *Grundmann* nach *Zimmermann*, *Neue Energie* 04/2012, S. 62 [S. 63]; vgl. zudem *Abegg* nach *Klempert / Garus*, *SWW* 17/2011, S. 34 [S. 37]; *Frey*, *SWW* 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Stauss*, *ew* 19/2012, S. 56 [S. 57].

2836 *Frey*, *SWW* 6/2012, S. 26 [S. 27].

2837 *Frey*, *SWW* 6/2012, S. 26 [S. 27].

2838 *Frey*, *SWW* 6/2012, S. 26 [S. 27].

2839 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.5.a.), S. 226.

2840 Vgl. insoweit ausschließlich zu den Zahlungsströmen *Stauss*, *ew* 19/2012, S. 56 [S. 58]; vgl. insoweit allgemein zur Veränderung der Rechtsbeziehungen im Rahmen der marktprämiierten Direktvermarktung *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 23 und 25 f.

2841 Vgl. dazu gerade *Stauss*, *ew* 19/2012, S. 56 [S. 57 f.], wonach ein Risiko der Direktvermarktung insbesondere in der „Bonität der Vertragspartner“ (ebenda) liegen kann.

2842 Siehe dazu nochmals Abschnitt E.II.1.b.)dd.), S. 429 f.

2843 Vgl. exemplarisch *Göbel* nach *Zimmermann*, *Neue Energie* 04/2012, S. 62 [S. 63]; zu den Startschwierigkeiten siehe den nachfolgenden Abschnitt E.VI.1., S. 513 ff.

werden. Für einen geringen Grad an Risiken spricht zudem, dass die vorgenannten Geschäftsmodelle auf ‚staatlicher‘ Förderung (durch das EEG 2012) basieren und damit grundsätzlich einer gewissen wirtschaftlichen Sicherheit und Kontinuität unterliegen.²⁸⁴⁴ Andererseits wird jedoch das Absinken der Managementprämie das Geschäftsmodell entsprechend erschweren.²⁸⁴⁵

d.) Zwischenergebnis

Insgesamt führt das Modell des Zwischenhandels²⁸⁴⁶ dazu, dass die Risiken aus Sicht des (insbesondere windenergetischen) Anlagenbetreibers äußerst gering gehalten werden.²⁸⁴⁷ Es kommt damit für den Anlagenbetreiber zu keiner tiefergehenden Veränderung seiner Risikosituation. Dies bedeutet wiederum, dass die Marktpremie im Kontext der fluktuierenden Energieträger keine Risiken des Strommarktes vermitteln kann. Selbst die stattfindenden Absenkungen der Managementprämie werden in unmittelbarer Zukunft nur in begrenztem Maße zu spürbaren Risikosteigerungen führen.

3. Risikenvermittelnde Wirkung der Marktpremie im Kontext der steuerbaren Energieträger

Gleichwohl könnte die Marktpremie im Kontext der steuerbaren Energieträger eine risikenvermittelnde Wirkung entfalten.

2844 Vgl. insoweit allgemein *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333]; siehe zum Handelsmodell unter diesem Gesichtspunkt nochmals Abschnitt E.II. 1.b.)cc.), S. 426 f.

2845 Siehe dazu noch ausführlich unter dem Kriterium der Nachhaltigkeit Abschnitt F.I.3.d.)ee.), S. 581 ff.

2846 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2847 Insoweit bezeichnen *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329] die Direktvermarktung über das Händlermodell im Kontext der Windenergie zu Recht als „gleichermaßen risikolos wie lukrativ“ (ebenda).

a.) Die potenzielle Steuerwirkung der Marktpremie als veränderte Ausgangslage

Betrachtet man wiederum die Ausgangswirkung der Marktpremie im Bereich der bedarfsgerechten Erzeugung, so konnte auf Grund der anfallenden Brennstoffkosten eine potenzielle Steuerwirkung attestiert werden, die jedoch in der Realität an der tatsächlichen Ausrichtung der Anlagen scheitert.²⁸⁴⁸ Der Steuerwirkung könnte im Falle der tatsächlichen Kostendeckung durch die Flexibilitätsprämie insofern jedoch zum Durchbruch verholfen werden.²⁸⁴⁹ Dies bedeutet im Umkehrschluss zu den Ergebnissen im Kontext der fluktuierenden Energieträger, dass zumindest ein graduell erhöhtes Risiko besteht. Die Absatzmöglichkeiten sind durch die Steuerwirkung der Marktpremie dementsprechend eingeschränkt, sodass sich das wirtschaftliche Risiko automatisch proportional zur Fahrweise der Anlage erhöht. Das gilt gerade auch auf Grund der spürbar strikteren Bemessung der Managementprämie im Kontext der steuerbaren Energieträger: Die Managementprämie bietet den Anlagenbetreibern kaum die Möglichkeit von Zusatzerlösen.²⁸⁵⁰ Das wirtschaftliche Risiko erhöht sich somit im genannten Maße.

b.) Effekte des Zwischenhandels²⁸⁵¹

Ähnlich wie bei den fluktuierenden Energieträgern verringert sich dahingegen das Risiko für den jeweiligen Anlagenbetreiber, soweit entsprechende „Zwischenhändler“²⁸⁵² eingeschaltet respektive tätig werden. Es gilt wieder das allgemein praktizierte „EEG plus X“-Vertragsmodell²⁸⁵³. Ursache der Risikenminimierung ist auch hier die zugesicherte

2848 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff.

2849 Siehe nochmals Abschnitt E.III.2., S. 471 ff.

2850 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 330].

2851 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2852 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2853 Vgl. Pilgram, ew 10/2012, S. 10 [S. 10], der das Vergütungsmodell insoweit als „EEG plus“ (ebenda) beschreibt; vgl. exemplarisch Werum, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., Folie 32 und 35; siehe zu diesem Modell nochmals Abschnitt E.II.1.b.)bb.), S. 423 f.

Vergütung.²⁸⁵⁴ Gleichwohl wird das Insolvenzrisiko²⁸⁵⁵ der Händler durch die deutlich verringerte Managementprämie als deren Geschäftsbasis entsprechend gesteigert,²⁸⁵⁶ es handelt sich damit um ein Geschäftsmodell mit höherem Anforderungsprofil. Im Zuge der jährlich vollzogenen Degression²⁸⁵⁷ der Managementprämie verringert sich die Rentabilität des Geschäftsmodells für die jeweiligen Händler – zumindest wenn diese keine deutlichen Effizienzsteigerungen erzielen können.²⁸⁵⁸ Dadurch steigt das Insolvenzrisiko der Händler proportional an, wodurch sich auch das Risiko für die jeweiligen Anlagenbetreiber im entsprechenden Umfang erhöht.

c.) Zwischenergebnis

Im Kontext der steuerbaren Energieträger ergibt sich im Vergleich zu den fluktuierenden Energieträgern ein graduell erhöhtes Risiko. Dies führt dazu, dass die Marktpremie – je nach Einzelsituation des Anlagenbetreibers – die Risiken des Marktes zumindest in den elementarsten Grundzügen vermitteln könnte.

4. Zwischenergebnis – Übereinstimmung mit Forschung und weiterer Literatur

Insgesamt gesehen wohnt der Marktpremie damit (weitestgehend) keine unmittelbare oder mittelbare Wirkung im Bereich der Marktrisikenver-

2854 Vgl. Abschnitt E.III.1.f.)cc.) (1), S. 461 f. sowie Abschnitt E.V.2.c.)aa.), S. 504 f.

2855 Vgl. *Grundmann* nach Zimmermann, *Neue Energie* 04/2012, S. 62 [S. 63]; vgl. auch *Abegg* nach Klempert / Garus, *SWW* 17/2011, S. 34 [S. 37].

2856 Vgl. dazu *Sämisch* nach Bensmann, *BIOGAS Journal* 5/2012, S. 45 [S. 49], der von „nicht großen finanziellen Geschenken an Managementprämie“ (ebenda) spricht, für deren Erhalt Entsprechendes geleistet werden müsse. (ebenda); vgl. *Lüdemann / Ortmann*, *ZNER* 2012, S. 325 [S. 330], wonach bereits die geringe Managementprämie keinen „ökonomischen Anreiz“ (ebenda) für „professionelle Vermarkter“ (ebenda) setzt.

2857 *Wustlich / Müller*, *ZNER* 2011, S. 380 [S. 392]; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, *EEG* 2012, § 33g Rn. 20.

2858 Zur Managementprämie als Ausgangsbasis des Modells des Zwischenhandels (*Schomerus / Henkel*, *ER* 1/12, S. 13 [S. 19]) sei nochmals auf die Ausführungen in Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 426 verwiesen.

mittlung inne. Insofern verwundert es nicht, dass in Literatur und Praxis eine ähnliche Einschätzung vorherrscht: Bereits vor der gesetzlichen Einführung des Instruments der Marktprämie wurde das Marktrisiko für die Anlagenbetreiber in der Literatur als „sehr gering“²⁸⁵⁹ eingeschätzt,²⁸⁶⁰ wobei zu diesem Zeitpunkt noch überhaupt keine Gesetzesentwürfe über die letztlich anzutreffende Ausgestaltung der Marktprämie vorlagen.²⁸⁶¹ Ebenso wurde bereits kurz nach Einführung der Marktprämie in der Praxis sogar von einem Markt „mit Netz und doppeltem Boden“²⁸⁶² gesprochen.²⁸⁶³ Andere führen damit inhaltlich übereinstimmend zur Marktprämie ins Feld, dass „rein betriebswirtschaftlich betrachtet [...] an ihr kein Weg vorbei[führe]“²⁸⁶⁴.²⁸⁶⁵ Weitere Stimmen in der Literatur sprechen in diesem Kontext von einem „praktisch risikolos[em Umfeld]“²⁸⁶⁶ durch die Marktprämie.²⁸⁶⁷ Andere gehen dahingegen etwas gemäßigter von einem „überschaubare[n] wirtschaftliche[n] Risiko“²⁸⁶⁸ aus.²⁸⁶⁹ Teilweise wird (seitens der „Direktvermarkter“²⁸⁷⁰) gar von „konstanten Gewinnen ohne Risiko ausge[gangen]“²⁸⁷¹.²⁸⁷²

Somit bestätigen diese Einschätzungen erneut die geringe bis nicht existente Risikenvermittlungswirkung des Förderinstruments der Marktprämie. Lediglich die relativ erhöhten Effekte der Risikenvermittlung im Kontext der steuerbaren Energieträger können insoweit positiv hervorgehoben werden.

2859 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 15].

2860 So damals *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 15], dort mit weiteren Ausführungen; siehe insoweit *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 2.

2861 Der erste Regierungs- sowie Gesetzesentwurf stammt insoweit vom 6.6.2011 (vgl. BT-Drs. 17/6071), wohingegen die Literatur – wie dargelegt – bereits im ersten Quartal 2011 Stellung zur Marktprämie nahm.

2862 *Schwich* nach Mihm, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET.

2863 So *Schwich* nach Mihm, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

2864 *Hummel*, et 8/2012, S. 49 [S. 50].

2865 So *Hummel*, et 8/2012, S. 49 [S. 50].

2866 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

2867 So *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327].

2868 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

2869 So *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395].

2870 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2871 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 21].

2872 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 21].

In diesem Kontext ist weiter auszuführen, dass die Flexibilitätsprämie zwar „eine solide Grundlage für Investitionen“²⁸⁷³ darstellt.²⁸⁷⁴ Gleichzeitig ist sie jedoch als Ergänzungsinstrument zur Marktpremie konzipiert,²⁸⁷⁵ sodass sie automatisch deren Wirkungen übernimmt.²⁸⁷⁶ Auf Grund ihrer mangelnden instrumentellen Selbstständigkeit kann sie also keinen positiven Einfluss im Sinne einer Vermittlung der Marktrisiken ausüben.²⁸⁷⁷

5. Effekt der Sozialisierung von Marktrisiken und Schaffung von Investitionssicherheit

Da die Marktpremie – wie zuvor beschrieben – den Anlagenbetreibern die allgemeinen Risiken des Strommarktes gar nicht oder nur in den elementarsten Grundzügen vermitteln kann, ergeben sich hieraus zugleich schwerwiegende Konsequenzen für die Gesamtwirkung des Fördersystems. Denn – wie bereits im Rahmen der Parameterherleitung dargelegt – soll bei dem Einsatz jeglichen markintegrativen Fördersystems gerade verhindert werden, dass den Anlagenbetreibern die risikolose Teilnahme am Strommarkt ermöglicht wird. Das Fördersystem darf also keine reine Risikensozialisierung²⁸⁷⁸ und Chancenprivatisierung²⁸⁷⁹

2873 Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7.

2874 So Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 7 zur ursprünglichen Fassung als „Kapazitätskomponente“ (ebenda).

2875 Siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.

2876 Siehe dazu auch nochmals Abschnitt E.III.2.a.), S. 471.

2877 In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass die die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie die betriebswirtschaftliche Situation des Anlagenbetreibers grundsätzlich verschärfen kann, da auf Grund der zu tätigenen Investitionen entsprechendes Kapital gebunden wird und demnach eine verschlechterte Liquidität besteht. Erst im Laufe der voranschreitenden Prämienausschüttung und der stattfindenden Amortisation verringert sich das vorgenannte Risiko dementsprechend. Da dies jedoch stark von der jeweiligen Finanzierung des Anlagenbetreibers geprägt ist und keinen direkten Einfluss auf die Risikovermittlung nimmt, soll dies keinen Eingang in die Bewertung finden.

2878 BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143.

2879 BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 143.

herbeiführen und damit (zugleich) gegen das Verbot der Überförderung verstoßen.²⁸⁸⁰

Doch genau dies wird durch die Marktpremie in ihrer Ausgangsfassung insbesondere im Kontext der fluktuierenden Energieträger grundsätzlich bewirkt. Die Marktpremie verändert die Situation im Vergleich zur Mindestvergütung insbesondere bei den nicht-steuerbaren Energieträgern nämlich keineswegs.

Auf Grund der hoch angesetzten Fördersätze und der konzeptionellen Ausgestaltung des Mechanismus schafft die Marktpremie zwar grundsätzlich ein weitergehend hohes Maß an Investitionssicherheit, insbesondere indem sie die Marktteilnahme der Händler auf eine sichere wie auch kalkulierbare Grundlage stellt. Sie erfüllt damit zwar vollumfänglich das Gebot der Erhaltung der Investitionssicherheit, führt gleichzeitig aber zu einer Art faktischer Überförderung. Auf Grund der sich insoweit ergebenden Risikolosigkeit für die jeweiligen Anlagenbetreiber ist insbesondere im Einführungszeitraum auf Grund der hohen Managementprämiensätze von einem Verstoß gegen das Verbot der Überförderung auszugehen.

Die Qualität des vorgenannten Verstoßes kann letztlich auch nicht durch die gleichermaßen erzeugte Investitionssicherheit (vollständig) gerechtfertigt werden. Es überwiegt also insgesamt negativ, dass das Fördersystem der Direktvermarktung zu keiner ausreichenden Vermittlung von Marktrisiken beiträgt.

VI. Marktfremde Risiken, Hemmnisse und Umsetzungsprobleme der (geförderten) Direktvermarktung

Des Weiteren ist zu untersuchen, ob das System der prämierten Direktvermarktung dem Anlagenbetreiber Hemmnisse oder Risiken bereitet, die marktfremd sind, also nicht mit den typischen Risiken des Strommarktes in Zusammenhang stehen.²⁸⁸¹ Wäre dies der Fall, käme es zu einem marktintegrationswidrigen Schrankenzubau.²⁸⁸²

2880 Siehe insoweit nochmals Abschnitt C.VII.5., S. 225 ff., insb. Abschnitt C.VII.5.c.), S. 229 f.

2881 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.6., S. 231 ff.

2882 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.6., S. 231.

Um den Rahmen der Dissertation nicht zu überschreiten, ist die nachfolgende Untersuchung – wie im Rahmen der Parameterherleitung bereits dargelegt – auf ausgewählte, praxisrelevante Probleme zu beschränken.²⁸⁸³

1. (Anfänglich?) defizitäre Implementation der Marktprämie in der Praxis

Marktfremde finanzielle respektive wirtschaftliche Risiken könnten sich dabei zunächst aus einer defizitären Implementation der Marktprämie in der Praxis ergeben. Derartige Risiken liegen dann vor, wenn das Fördersystem auf Grund seiner Ausgestaltung oder Umsetzung zu wirtschaftlich einschneidenden oder gar betriebswirtschaftlich existenzbedrohenden Folgen führt.²⁸⁸⁴

Wie bereits mehrfach dargelegt, basiert die Konzeption und gesetzliche Ausgestaltung der Marktprämie – ähnlich wie die Mindestvergütung – auf einer einspeise- und drittabnahmebedingten²⁸⁸⁵ Gewährung (durch die Netzbetreiber), vgl. § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012.²⁸⁸⁶ Die Marktteilnahme des Anlagenbetreibers fußt damit (konzeptionell) nicht nur auf einer erfolgreichen, bestenfalls bedarfsgerechten Veräußerung des Stroms per se, sondern ebenso auf dem tatsächlichen Erhalt der Marktprämie. Denn nur soweit der Anlagenbetreiber die vom Gesetzgeber ‚zugesicherte‘ Marktprämie für den direktvermarkteten Strom ausgezahlt bekommt, kann er die gegenüber der Mindestvergütung auftretenden Differenzen (bei entsprechender Vermarktungsweise) auch ausgleichen.²⁸⁸⁷ Ohne dementsprechende Förderung ist dem Anlagenbetreiber die Teilnahme am Strommarkt derzeit nämlich grundsätzlich (immer noch) nicht

2883 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.6.d.), S. 234.

2884 Siehe dazu – sowie zu den anderen Formen der Hemmnisse – nochmals Abschnitt C.VII.6.b.), S. 232.

2885 Insofern sei nochmals zu konstatieren, dass die Abnahme im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung nicht durch den Netzbetreiber wie im Rahmen der Mindestvergütungsförderung zu erfolgen hat, sondern durch den Dritten, an den der Strom (durch den Anlagenbetreiber) direktvermarktet wird; siehe dazu insgesamt *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 8 ff.

2886 Vgl. nochmals *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

2887 Vgl. insoweit zur allgemeinen Konzeption der Marktprämie nochmals Abschnitt B.V.4.c.)aa.), S. 109 f.

wirtschaftlich möglich.²⁸⁸⁸ Dies bedeutet wiederum, dass sich eklatante wirtschaftliche Probleme für den Anlagenbetreiber ergeben können, soweit die Direktvermarktung nicht wie gesetzlich ‚zugesichert‘ durch den Netzbetreiber ausgezahlt wird. Der im Gesetz gegenüber dem Netzbetreiber verankerte Anspruch auf Gewährung der Marktpremie (§ 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012) bliebe insofern ohne Funktion. Das vom Anlagenbetreiber in die Direktvermarktung gesetzte Vertrauen würde damit gleichzeitig – vor allem wirtschaftlich – enttäuscht. Man könnte insoweit (untechnisch) gar von einer Art ‚Störung der Geschäftsgrundlage‘ sprechen.

Folglich scheint es äußerst problematisch, dass sich in der Praxis derartige Probleme verzeichnen ließen: Insofern waren nach Auskunft eines Zwischenhändlers bereits im ersten Quartal der Einführung der Marktpremie entsprechende Verzögerungen zu beanstanden,²⁸⁸⁹ sodass zum Teil noch „im März [...] die Vergütung vom Januar“²⁸⁹⁰ erwartet wurde.²⁸⁹¹ Die genannten Probleme wurden dabei jedoch auf die Einführung des genannten Förderinstruments zurückgeführt und eine entsprechende Besserung erwartet.²⁸⁹² Nach anderen Angaben sei lediglich „in Einzelfällen“²⁸⁹³ derartiger Verzug zu beklagen gewesen,²⁸⁹⁴ wobei dies anscheinend auch hier mittelbar der Einführung der Marktpremie zugeschrieben wurde.²⁸⁹⁵ Gleichwohl wird die Bedeutung einer schnellen und reibungslosen Abwicklung herausgestellt,²⁸⁹⁶ was insbesondere mit den den Anlagenbetreibern sonst drohenden Liquiditäts-

2888 Siehe exemplarisch *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, ZfE 2012, S. 243 [S. 244 ff.]; vgl. zudem allein die (durch die Marktpremie jeweils abgebildete) Differenz zwischen der Mindestvergütung, die „bei rationeller Betriebsführung einen wirtschaftlichen Betrieb [der] Anlage [...] ermöglichen [soll]“ (BT-Drs. 15/2864, S. 36; zum Vorgenannten anstatt vieler *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 1 und Rn. 3), und dem durchschnittlichen Spotmarktpreis.

2889 Vgl. *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2890 *Göbel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2891 *Göbel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2892 So *Göbel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2893 *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 45].

2894 So *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 45].

2895 Vgl. *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 45], wonach zu Anbeginn der Ausführungen von einer „nicht immer reibungslos[en]“ (ebenda) „Startphase der Direktvermarktung“ (ebenda) gesprochen wird.

2896 Siehe *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 45].

problemen²⁸⁹⁷ zusammenhängen wird. Es kann damit nicht lediglich darauf ankommen, dass drei Viertel der zu entrichtenden Beträge überhaupt vom Netzbetreiber stammen würden.²⁸⁹⁸ Insgesamt scheint dabei besonders nachteilig, dass die Mindestvergütung (zuvor grundsätzlich immer) pünktlich beziehungsweise deutlich eher ausgezahlt wurde.²⁸⁹⁹ Insgesamt handelt es sich insofern um ein (liquiditätsmäßiges²⁹⁰⁰) wirtschaftliches beziehungsweise finanzielles Risiko.

Entscheidend ist, ob das vorgenannte Risiko auch marktfremd ist. Es dürfte also nicht mit den typischen Risiken des Strommarktes in Zusammenhang stehen. Betrachtet man das vorgenannte Risiko, so geht dieses nicht unmittelbar von der Konzeption des Fördermechanismus aus. Das vorgenannte Problem steht vielmehr mit der Handhabung der marktpremiierten Direktvermarktung durch die Netzbetreiber in der Praxis in Zusammenhang. Es ist demnach auf eine mangelhafte Implementation der Marktprämie durch den Gesetzgeber in der Praxis zurückzuführen, sodass es diesem auch mittelbar zugerechnet werden kann.

Zum Gewicht des aufgezeigten Risikos ist weiterhin festzustellen, dass diese Probleme insgesamt als „systemrelevant“ einzuordnen sind. So führen gerade die in der Einführungsphase auftretenden Vollzugsschwierigkeiten dazu, dass sich die Anlagenbetreiber nicht auf den eigentlichen Vermarktungsvorgang konzentrieren können. Der Vorgang der Marktteilnahme ist für einen Großteil der Anlagenbetreiber – auf Grund der bisherigen Dominanz der Mindestvergütung – jedoch grundsätzlich unbekannt. Die vorgenannten Probleme wiegen daher besonders schwer. Zwar könnte man dagegen anführen, dass viele Anlagenbetreiber sich eines entsprechenden „Zwischenhändler[s]“²⁹⁰¹ bedienen.²⁹⁰² Dieser fängt im Rahmen der eingeräumten Preisgarantie²⁹⁰³ nämlich das genannte

2897 Vgl. insoweit *Abegg* nach Klempert / Garus, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37] zu den entsprechenden Risiken der Händler.

2898 Vgl. *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 45].

2899 Vgl. *Sämisch* nach Bensmann, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 49].

2900 Vgl. *Abegg* nach Klempert / Garus, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37].

2901 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2902 Vgl. exemplarisch (zur Windenergie) *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

2903 Siehe dazu nochmals Abschnitt E.II.1.b.)bb.), S. 423 sowie E.III.1.f.)cc.) (1), S. 461 f.

Risiko zunächst grundsätzlich ab.²⁹⁰⁴ Indem der jeweilige Händler insoweit „in finanzielle Vorleistung“²⁹⁰⁵ tritt,²⁹⁰⁶ ist der Anlagenbetreiber jedoch mittelbar dem Insolvenzrisiko²⁹⁰⁷ des Händlers – und damit den Effekten eines mangelhaft vollzogenen Fördermechanismus – verstärkt ausgesetzt.²⁹⁰⁸ Unabhängig von den zu verzeichnenden marktintegrativen Effekten des Zwischenhandels²⁹⁰⁹ gefährden derartige Probleme die Funktionsweise des Marktprämienmechanismus. Insofern hätte der Gesetzgeber von vornherein auf eine bessere Implementation des Prämienmechanismus in der Praxis einwirken sollen. Es liegt insgesamt somit diesbezüglich ein marktfremdes wirtschaftliches Risiko vor.

2. Sanktionen des Missbrauchsvermeidungsmechanismus als marktfremdes wirtschaftliches Risiko

Des Weiteren könnte sich aus dem implementierten Mechanismus zur Missbrauchsvermeidung ein marktfremdes finanzielles beziehungsweise wirtschaftliches Risiko für die jeweiligen Anlagenbetreiber ergeben. Ein derartiges Risiko liegt dann vor, wenn das Fördersystem auf Grund seiner Ausgestaltung oder Umsetzung zu wirtschaftlich einschneidenden oder gar betriebswirtschaftlich existenzbedrohlichen Folgen führt.²⁹¹⁰

2904 Vgl. *Abegg* nach *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37]; *Göbel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63]; siehe dazu nochmals Abschnitt E.V.2.c.)aa.), S. 504 f.

2905 *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2906 Vgl. *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2907 Vgl. *Abegg* nach *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37]; *Frey*, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Grundmann* nach *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 63].

2908 Siehe dazu auch nochmals Abschnitt E.V.2.c.)bb.), S. 506 f.

2909 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

2910 Siehe dazu – sowie zu den anderen Formen der Hemmnisse nochmals Abschnitt C.VII.6.b.), S. 232.

a.) Rechtsfolge der Sanktionsnorm des § 33g Abs. 3 EEG 2012

aa.) § 33g Abs. 3 EEG 2012 als Bestandteil effektiver
Missbrauchsvermeidung

Insofern wurde bereits im Rahmen des Parameters zur Missbrauchsvermeidung dargelegt, dass das gesamte Institut der Direktvermarktung äußerst stark reguliert ist.²⁹¹¹ Insbesondere in den §§ 33c und 33d EEG 2012 sind diverse einzelne Voraussetzungen und Pflichten für die Anlagenbetreiber vorgesehen.²⁹¹² Entscheidend sind dabei jedoch nicht nur die Vielzahl und die Tiefe an Pflichten, die der Anlagenbetreiber zu erfüllen hat, sondern vor allem die Konsequenzen, die bei fehlerhafter oder bloßer Nichterfüllung eintreten. Insofern führt jeglicher Verstoß gegen diese, im Rahmen des Teil 3a implementierten (und in § 33g Abs. 3 EEG 2012 nochmals genannten)²⁹¹³ „Mindestvorgaben zur Erlangung der Marktprämie“²⁹¹⁴ zum Auslösen der in § 33g Abs. 3 EEG 2012 vorgesehenen Sanktionen.²⁹¹⁵ Hiernach entfällt der Marktprämienanspruch nicht nur vollständig für den laufenden Kalendermonat des Verstoßes, sondern auch für die drei nachfolgenden Kalendermonate, vgl. § 33g Abs. 3 EEG 2012.²⁹¹⁶

2911 Vgl. nochmals *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt D.IV., S. 370 ff.

2912 Zu den einzelnen Voraussetzungen und Pflichten der Direktvermarktung siehe ausführlich *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.] sowie *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff. und § 33d Rn. 1 ff., *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff. und § 33d Rn. 1 ff. wie auch *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff. und § 33d Rn. 1 ff. sowie *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 39 ff. und Rn. 61 ff. und *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 1 ff. und § 33d Rn. 1 ff.; siehe zudem exemplarisch nochmals Abschnitt D.IV.2., S. 372 f. sowie Abschnitt E.VI.3.a.) und b.), S. 531 ff.

2913 Siehe bereits *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 62.

2914 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21.

2915 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23; siehe ebenda Rn. 21 f.; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 37 f.; vgl. zudem § 33g Abs. 3 EEG 2012; siehe dazu auch nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 385.

2916 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 8; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], wobei dieser nicht ausdrücklich auf die Norm des § 33g EEG 2012 abstellt;

Dies bedeutet für den Anlagenbetreiber, dass ihm im Falle eines derartigen Verstoßes für den genannten, maximal fast viermonatig andauernden Zeitraums lediglich die Einkünfte verbleiben, die er am Strommarkt erzielen kann – der ‚einfache‘ Marktpreis.²⁹¹⁷ Er erhält folglich keinerlei Marktpremie, nicht einmal reduziert „auf den tatsächlichen Monatsmittelwert des energieträgerspezifischen Marktwerts [...] (*MW*)“²⁹¹⁸, da er durch den eigentlichen Direktvermarktungsvorgang (‚Veräußern‘) schon entsprechende Einnahmen mit dem am Markt erzielten Strompreis generiert hat respektive generieren wird.²⁹¹⁹ Er hat den Marktwert des Stroms somit bereits realisiert.²⁹²⁰

bb.) Wirtschaftliche Risiken der Rechtsfolge des § 33g Abs. 3 EEG 2012

Da die Konzeption der marktpremiierten Direktvermarktung, die Teilnahme der Anlagenbetreiber am Strommarkt wie auch das Geschäftsmodell der Händler – wie bereits im Vorhinein dargestellt – von vornherein auf der Ausschüttung und dem Erhalt der Prämie als Ausgleichs- und Korrekturbeitrag beruhen,²⁹²¹ hat dies schwerwiegende wirtschaftliche Konsequenzen für den Anlagenbetreiber. Insoweit werden die wirtschaftlichen Auswirkungen der Sanktionen des § 33g Abs. 3 EEG 2012 im Kontext der Windenergie von einem Marktteilnehmer als „Katastrophe“²⁹²² beschrieben, wohingegen im Bereich der Photovoltaik sogar von einem „wirtschaftlichen Totalverlust“²⁹²³ gesprochen wird.²⁹²⁴ Beim Letztgenannten stünden einem potenziellen Wert von „rund 30 Cent plus Boni“²⁹²⁵ sonach der bloße erzielte Marktwert von circa sechs Cent im Falle des Sanktionseintritts

Wustlich, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 67 und 72; siehe zudem Hinsch / Reshöft, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 38.

2917 Siehe Salje, § 33c Rn. 13.

2918 BR-Drs. 341/11, S. 158.

2919 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 158.

2920 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 158.

2921 Siehe insoweit nochmals Abschnitt E.VI.1., S. 513 f. sowie zum Modell des Zwischenhandels Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 426 f.

2922 Becker, Kosmetische Dosis, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

2923 Becker, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

2924 Siehe Becker, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

2925 Becker, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

gegenüber.²⁹²⁶ Es ist insofern kaum vorstellbar, dass ein Anlagenbetreiber, der sich bisher grundsätzlich nur in den ‚Fahrwassern‘ der Mindestvergütung bewegt hat, ohne schwerwiegende Verluste den Sanktionszeitraum übersteht. Aus Sicht eines Branchenteilnehmers ergibt sich – mit den bisherigen Ausführungen übereinstimmend – für den Anlagenbetreiber durch die vorgesehenen Sanktionen „ein erhebliches ökonomisches Risiko“^{2927, 2928} Es bestehen nämlich für mindestens ein ganzes Quartal entsprechend herbe Einnahmeverluste. Die Sanktionsfolgen können damit grundsätzlich von existenzieller Relevanz für das Fortkommen des Anlagenbetreibers sein.

Dies gilt erst recht unter dem Aspekt, dass jeder Verstoß gegen nur eine der vom Gesetzgeber vorgesehenen Pflichten bereits für sich zur Sanktionsherbeiführung genügt.²⁹²⁹ Es verwundert daher nicht, dass die vom Gesetzgeber im Rahmen der Pflichtenverstöße vorgesehenen Sanktion auch von der Literatur allgemein als „sehr nachteilig[.]“²⁹³⁰, „schmerzhaft[.]“²⁹³¹ oder gar „drakonisch anmutend[.]“²⁹³² bezeichnet wird.²⁹³³ Insgesamt konnte damit attestiert werden, dass das System der Direktvermarktung dem Anlagenbetreiber durch die vorgesehene Sanktionsnorm des § 33g Abs. 3 EEG 2012 selbst sehr relevante und tiefgehende wirtschaftliche Risiken vermittelt.

b.) Marktfremdheit der wirtschaftlichen Risiken

Darüber hinaus müssten die wirtschaftlichen Risiken auch marktfremd sein, sie dürften also nicht mit den typischen Risiken des Strommarktes in Zusammenhang stehen. Diesbezüglich ist entscheidend, dass der Eintritt der vorgenannten wirtschaftlichen Risiken allein in Zusammenhang mit

2926 Siehe *Becker*, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

2927 *Hummel* nach *Becker*, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

2928 Siehe *Hummel* nach *Becker*, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

2929 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23 sowie Rn. 22.

2930 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23.

2931 *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13].

2932 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

2933 Siehe jeweils *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], wobei dieser weder ausdrücklich noch ausschließlich auf die Sanktion des § 33g Abs. 3 EEG 2012, sondern auch auf die übrigen direktvermarktungsbezogenen Sanktionsregelungen abstellt; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

der Erfüllung der vom Gesetzgeber vorgesehenen und zu erfüllenden Pflichten steht. So tritt die risikenrealisierende Rechtsfolge des § 33g Abs. 3 EEG 2012 lediglich im Falle der Nichterfüllung der von den Direktvermarktungsvorschriften angeordneten Pflichten ein.²⁹³⁴ Die Risiken entstammen demzufolge nicht den Gegeben- und Eigenheiten des (Strom-)Marktes, sie sind gerade nicht markttypisch. Folglich handelt es sich um marktfremde Risiken.

Derartige Risiken müssen jedoch durch das Fördersystem – wie eingangs beschrieben – gerade vermieden werden. Dies gilt vor allem auch unter psychologischen Aspekten, wonach jegliche Risiken eines Fördersystems dazu führen, dass sich die ‚Integranden‘ stärker mit dem Fördersystem als mit der Teilnahme am Strommarkt auseinandersetzen.²⁹³⁵ Bei derartigen strengen Sanktionsvorschriften werden die Anlagenbetreiber also stets darauf fokussiert sein, die fördersystembezogenen Pflichten zu erfüllen anstatt insbesondere bedarfs- und marktgerecht zu produzieren sowie zu agieren.

c.) Beherrschbarkeit der Sanktionsauslösung durch den Anlagenbetreiber

Zu prüfen ist, ob das vorherige Ergebnis nicht zumindest teilweise zu revidieren ist. Diesbezüglich sollte man sich zunächst vor Augen führen, dass bisher in weiten Teilen vor allem nur die Rechtsfolgenseite des § 33g Abs. 3 EEG 2012 im Fokus der Untersuchung stand. Auf tatbestandlicher Ebene knüpft § 33g Abs. 3 EEG 2012 jedoch – wie bereits mittelbar beschrieben – an die Pflichten nach § 33c Abs. 1 und Abs. 2, die Wahl der Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 und die damit zusammenhängenden „Wechselmodalitäten“²⁹³⁶, sowie an die Pflichten der anteiligen

2934 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23; vgl. zudem *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], wobei dieser jedoch nicht ausdrücklich auf die Regelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 abstellt; vgl. ebenfalls *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 37 f.

2935 Zu den damit in Zusammenhang stehenden betriebswirtschaftlichen Auswirkungen siehe nochmals Abschnitt C.VII.6.c.), S. 232 f.

2936 *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

Direktvermarktung an.²⁹³⁷ Dies bedeutet zugleich, dass das Eintreten dieser risikenschaffenden Rechtsfolge vor allem von der Pflichtenerfüllung abhängt –, und damit grundsätzlich allein vom Anlagenbetreiber selbst.²⁹³⁸ Der Anlagenbetreiber hat es im Rahmen seines Verhaltens nämlich grundsätzlich unter Kontrolle, inwieweit er die genannten Pflichten erfüllt und ob es damit zum Eintreten der Sanktionsrechtsfolge kommt. Gleichzeitig werden ihm die jeweiligen (fehlerhaften) Mitteilungen und Verstöße gegen die Pflichtenerfüllung seitens eingeschalteter Dritter (Händler, Dienstleister etc.) nach § 164 Abs. 1 S. 1 BGB beziehungsweise § 278 BGB²⁹³⁹ (entsprechend) zugerechnet.²⁹⁴⁰

Insofern könnte man schlussfolgern, dass seitens des Anlagenbetreibers eine grundsätzlich Beherrschbarkeit des Risikeneintritts besteht, da die marktfremden Risiken bei vorschriftskonformem Verhalten lediglich auf der Möglichkeitsebene verblieben und damit an Relevanz verlören. Der Anlagenbetreiber hat es gerade selbst in der Hand, ob er den Eintritt der Sanktionen herbeiführen und die damit verbundene Risiken realisieren möchte. Wie zuvor jedoch ausgeführt, verschiebt allein die Existenz derartiger Risikoquellen den unternehmerischen Fokus weg vom eigentlichen Marktgeschehen hin zum Fördersystem.²⁹⁴¹ Für den Anlagenbetreiber erlangt die Inanspruchnahme des Fördersystems damit den gleichen Stellenwert wie die Teilnahme am Markt. Dies muss jedoch im Zuge der Marktintegration vermieden werden, da die erneuerbaren Energien in das Geschehen des Marktes und den dort vorherrschenden ‚freien‘ Wettbewerb vollständig eingebunden werden sollen. Gleichzeitig ist insbesondere die Schwere der eintretenden Sanktionen als derart gravierend einzuordnen, dass schon auf Grund der bestehenden Möglichkeit – nach wie vor – von einem marktfremden wirtschaftlichen Risiko auszugehen ist.

2937 Vgl. § 33g Abs. 3 EEG 2012; vgl. bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 62.

2938 Vgl. insoweit bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 63.

2939 So *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23; ebenfalls *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 63.

2940 So bereits *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 63.

2941 Siehe dazu nochmals den vorangegangenen Abschnitt E.VI.2.b.), S. 520 wie zu den betriebswirtschaftlichen Auswirkungen nochmals Abschnitt C.VII.6.c.), S. 232 f.

d.) Verhältnismäßigkeit der Sanktionsregelungen

aa.) Grundrechtsrelevanz der Sanktionsregelung des § 33g
Abs. 3 EEG 2012

Doch nicht nur aus marktintegrativer Sicht sind die seitens der Sanktionsregelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 stetig drohenden, aufgedeckten marktfremden Risiken von Bedeutung. So führt jegliche Nichterfüllung der in Teil 3a EEG 2012 niedergelegten „Mindestvorgaben zur Erlangung der Marktprämie“²⁹⁴² zum Auslösen der in § 33g Abs. 3 EEG 2012 vorgesehenen Sanktionen.²⁹⁴³ Gerade die Schwere der vom Gesetzgeber vorgesehenen Rechtsfolge drängt die Frage auf, ob im Rahmen der gesetzlichen Konzeption überhaupt dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit (als elementarem Bestandteil des Rechtsstaatsprinzips)²⁹⁴⁴ entsprechend Rechnung getragen wurde, oder ob die Rechtsfolgenseite der Sanktionsregelung unverhältnismäßig ist respektive gegen das Übermaßverbot²⁹⁴⁵ verstößt.²⁹⁴⁶ Der insoweit angeordnete, „mehr als drei Monate andauernde [...] Prämienentzug[.]“²⁹⁴⁷ stellt nämlich einen Eingriff in das Grundrecht des Art. 14 GG in Form einer Inhalts- und Schrankenbestimmung (Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG) dar.²⁹⁴⁸ Gleichzeitig findet mit dem „Prämienentzug[.]“²⁹⁴⁹ ein Eingriff in das Grundrecht der

2942 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21.

2943 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23; siehe ebenda Rn. 21 f.; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 37 f.; vgl. zudem § 33g Abs. 3 EEG 2012; siehe ebenso nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 385.

2944 *Maurer*, Staatsrecht I, § 8 Rn. 55.

2945 *Maurer*, Staatsrecht I, § 8 Rn. 55; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 32, dort m.w.N. zur Begrifflichkeit.

2946 Vgl. insoweit *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 16, der beim fast stattfindenden ‚Totalverlust‘ im Falle eines ‚fehlerbehafteten‘ Wechsels von der Mindestvergütung in die Direktvermarktung oder innerhalb der Direktvermarktung die Frage nach der Verfassungsmäßigkeit stellt.

2947 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23.

2948 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 46; *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10; vgl. unter diesem Gesichtspunkt Abschnitt D.III. 1.a.)bb.)(2)(d)(cc), S. 334 ff.

2949 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 23.

Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) statt.²⁹⁵⁰ Es kommt insofern zu einer Beeinträchtigung mit „objektiv berufsregelnde[r] Tendenz“²⁹⁵¹.²⁹⁵² Da der Anspruch für die Marktpremie nicht nur für die Gegenwart, sondern auch für einen beschränkten zukünftigen Zeitraum entfällt, ist nicht nur der „Schutz des „Erworbenen““²⁹⁵³, sondern auch der „Schutz des (künftigen) „Erwerbs““²⁹⁵⁴ von Bedeutung.²⁹⁵⁵ Es ist wiederum ausnahmsweise ein Fall der Idealkonkurrenz anzunehmen, da sich der Schwerpunkt des Grundrechtseingriffs nicht eindeutig bestimmen lässt.²⁹⁵⁶

Entscheidend ist daher, ob der vorgenannte Eingriff in die Grundrechte der Art. 12 und 14 GG (insbesondere unter dem Aspekt der effektiven Missbrauchsvermeidung) gerechtfertigt werden kann. Die im Rahmen des § 33g EEG 2012 mittels einfachen Gesetzes getätigten Inhalts- und Schrankenbestimmungen wäre insoweit rechtmäßig, wie eine Rechtfertigung aus „Gründe[n] des öffentlichen Interesses unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit“²⁹⁵⁷ (Art. 14 Abs. 1 S. 2 GG) möglich ist.²⁹⁵⁸ Der berufsausübungsregelnde Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG erfordert dabei eine Rechtfertigung nach dem Grundsatz der Verhältnismäßigkeit durch „hinreichende Gründe des Gemeinwohls“²⁹⁵⁹.²⁹⁶⁰ Es

2950 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; vgl. unter diesem Gesichtspunkt Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(dd), S. 339 ff.

2951 Anstatt vieler *BVerfG* NVwZ 2011, S. 94 [S. 104]; *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 15.

2952 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 23 f.

2953 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

2954 *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22.

2955 Vgl. hingegen zur Mindestvergütung *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 22 ff.; vgl. vor allem Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(dd), S. 339 ff.

2956 Vgl. *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 3; vgl. unter diesem Aspekt Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(cc) und (dd), S. 336 ff., insb. S. 341.

2957 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 46 und Rn. 53.

2958 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 46 und Rn. 53.

2959 *BVerfGE* 68, S. 272 [S. 282].

2960 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 47; siehe dazu allgemein *Mann*, in: Sachs, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 126; *Jarass*, in: Jarass / Pieroth, Grundgesetz, Art. 12 Rn. 45; *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 40 Rn. 29.

wird damit letzten Endes auf den grundsätzlich gleichen Maßstab respektive „grundsätzlich [...] gleiche[...] Erwägungen“²⁹⁶¹ abgestellt.²⁹⁶² Insgesamt ist es daher erneut möglich, die Prüfung ausnahmsweise zusammenzuziehen.²⁹⁶³ Es ist damit vor allem die Verhältnismäßigkeit des Eingriffs entscheidend.²⁹⁶⁴

bb.) Legitimer Zweck

Um dem Verhältnismäßigkeitsprinzip zu genügen, müsste die Sanktionsregelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 zunächst einen legitimen Zweck verfolgen. Der Zweck der Regelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 besteht ausweislich der Gesetzesbegründung darin, sicherzustellen, „dass die Marktprämie nur in Fällen einer zulässigen Direktvermarktung gewährt wird“²⁹⁶⁵. Es geht damit nicht allein um die rein formale Einhaltung der in § 33g Abs. 3 EEG 2012 genannten Vorschriften, sondern vor allem um die Realisierung deren zugrunde liegenden Zwecks:²⁹⁶⁶ Es soll insofern Missbrauch seitens der potenziellen Adressaten verhindert sowie die Funktionsfähigkeit des implementierten Marktprämienmechanismus und des Direktvermarktungssystems sichergestellt und aufrechterhalten werden.²⁹⁶⁷ Insgesamt kann damit attestiert werden, dass der Gesetzgeber

2961 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53.

2962 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53; vgl. *BVerfG* NVwZ 2009, S. 1025 [S. 1030 Rn. 73], dort auch m.w.N.; siehe Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(ee), S. 342 f.

2963 Vgl. insoweit *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53 ff., der eine insgesamt Prüfung vornimmt; siehe nochmals Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(ee), S. 343.

2964 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 53; vgl. zudem *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 26; vgl. zudem Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2)(d)(ee), S. 343.

2965 BR-Drs. 341/11, S. 158.

2966 Vgl. (jeweils auf die Einhaltung der Vorschriften abstellend) *Ekdardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 24; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 36; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21 sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 8; siehe nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 384 f.

2967 Vgl. (insbesondere zum Telos der jeweiligen Pflichten) BR-Drs. 341/11, S. 153 ff.; anstatt vieler *Ekdardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff., § 33d Rn. 1 sowie § 33g Rn. 24; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011,

mit diesen, der Sanktionsregelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 zugrunde liegenden Motiven, Gründe des Gemeinwohls²⁹⁶⁸ respektive „des öffentlichen Interesses“²⁹⁶⁹ durchsetzen möchte. Er verfolgt demnach durchgehend einen legitimen Zweck.

cc.) Geeignetheit

Des Weiteren müsste die Sanktionsregelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 geeignet sein. Es müsste sich folglich um eine Maßnahme handeln, „mit [deren] Hilfe der gewünschte Erfolg gefördert werden kann“^{2970, 2971} wobei „die [bloße] Möglichkeit der Zweckerreichung“²⁹⁷² bereits ausreichend ist.²⁹⁷³

Betrachtet man die vorliegende Sanktionsnorm des § 33g Abs. 3 EEG 2012, so ordnet sie im Falle der Nichterfüllung der in ihrem Tatbestand aufgeführten, ‚wesentlichen‘ Voraussetzungen der Direktvermarktung als Rechtsfolge die Nichtgewährung der Marktprämie für fast bis zu einem Tertial an – einerseits nämlich für den laufenden Kalendermonat des Verstoßes, andererseits für die drei Kalendermonate, die auf diesen ‚Verstoßmonat‘ folgen.²⁹⁷⁴ Da dies – wie bereits dargelegt – auf Seiten des jeweiligen Anlagenbetreibers meist zu erheblichen wirtschaftlichen Konsequenzen führt, wird dieser grundsätzlich bemüht sein, die vorgenannten Voraussetzungen zu erfüllen, um jeglichen Eintritt dieser Rechtsfolge zu vermeiden.²⁹⁷⁵ Damit wohnt der Vorschrift eine potenzielle Steuerwirkung inne. Sie leistet damit nicht nur einen

S. 380 [S. 382 ff.]; siehe vor allem nochmals Abschnitt D.V.1.a.) und b.), S. 383 ff.

2968 BVerfGE 68, S. 272 [S. 282].

2969 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 46 und Rn. 53.

2970 BVerfGE 30, S. 292 [S. 316].

2971 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 38, dort m.w.N.; siehe *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 26.

2972 Anstatt vieler BVerfGE 96, S. 10 [S. 23].

2973 *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 84.

2974 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], wobei dieser jedoch nicht ausdrücklich auf § 33g Abs. 3 EEG 2012 abstellt; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 37 f. [insb. Rn. 38]; sowie nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 385.

2975 Siehe nochmals Abschnitt E.VI.2.a.) und b.), S. 517 ff.

fördernden Beitrag zur Erreichung des ihr zugrunde liegenden Zwecks der Missbrauchsvermeidung, sie scheint gar den gewünschten weitestgehend Erfolg herbeiführen zu können.²⁹⁷⁶ Sie ist damit ebenfalls geeignet.

dd.) Erforderlichkeit

Außerdem müsste die Sanktionsregelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 – der Entfall des Marktprämienanspruchs für fast bis zu einem Tertial –²⁹⁷⁷ erforderlich sein. Es besteht Erforderlichkeit, „wenn sich der Zweck der staatlichen Maßnahme nicht durch ein anderes, gleich wirksames Mittel erreichen lässt, welches das betroffene Grundrecht nicht oder weniger stark einschränkt“²⁹⁷⁸. Es dürfte somit kein „milderes Mittel [...] ersichtlich“²⁹⁷⁹ sein, welches die gleiche Effektivität aufweist.²⁹⁸⁰

Entscheidend ist also, ob aus Sicht des Gesetzgebers eine Maßnahme denkbar gewesen ist, welche ebenso effektiv Missbrauch verhindert hätte, aber nicht derart intensiv in die vorgenannten Grundrechte der Anlagenbetreiber eingegriffen hätte. Vorliegend besteht die Rechtsfolge der Sanktionsnorm des § 33g Abs. 3 EEG 2012 im vollständigen Wegfall des Anspruchs auf Gewährung der Marktprämie „bis zum Ablauf des dritten Kalendermonats, der auf die Beendigung des [...] Verstoßes folgt“²⁹⁸¹.²⁹⁸² Statt eines derartigen vollständigen Entfalls für schlechtestenfalls ein beinahe ganzes Tertial hätte dem Gesetzgeber auch die Möglichkeit eines lediglich teilweisen, prozentualen Wegfalls offen gestanden. Insofern hätte er für den gleichen Zeitraum den Anspruch auf die Marktprämie entspre-

2976 Siehe nochmals Abschnitt D.V.1.a.) und b.), S. 383 ff.

2977 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], wobei dieser nicht ausdrücklich auf § 33g Abs. 3 EEG 2012 abstellt; sowie nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 385 f.

2978 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 41.

2979 *BVerfG* NJW 1995, S. 368 [S. 369].

2980 *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, § 24 Rn. 41.

2981 § 33g Abs. 3 S. 2 EEG 2012.

2982 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 8; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], wobei dieser nicht ausdrücklich auf die Norm des § 33g EEG 2012 abstellt; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 67 und 72; siehe zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 38; vgl. zudem § 33g Abs. 3 EEG 2012; siehe auch nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 385 f.

chend mindern können. Ebenfalls hätte die Möglichkeit bestanden, den vollständigen Anspruchswegfall beizubehalten, aber den Ausfallzeitraum entsprechend zu verkürzen. Insofern würde dem Anlagenbetreiber für den vorgenannten Zeitraum immer noch ein erheblicher, deutlich spürbarer Anteil an Einnahmen entfallen. Er wäre damit in seiner Position deutlich schlechter gestellt, als bei vollständiger Einhaltung der durch Teil 3a gesetzten Anforderungen der Direktvermarktung. Demzufolge hätte insbesondere ein kürzerer Anspruchswegfall beispielsweise für den laufenden zuzüglich des nachfolgenden Kalendermonats mit einer hohen Wahrscheinlichkeit einen gleichen missbrauchsvermeidenden Effekt herbeigeführt. Selbst wenn man diesen Zeitraum noch für nicht gleich effektiv hielte, könnte man den Sanktionszeitraum zumindest aber um einen ganzen Monat kürzen, ohne Einbußen im Bereich der Prävention befürchten zu müssen. Demnach ist ein „milderes Mittel [...] ersichtlich“²⁹⁸³, sodass die mit § 33g Abs. 3 EEG 2012 gewählte Sanktion nicht erforderlich ist.

ee.) Angemessenheit / Verhältnismäßigkeit i.e.S.

Darüber hinaus könnte die von § 33g Abs. 3 EEG 2012 vorgesehene Sanktion auch noch unangemessen respektive unverhältnismäßig i.e.S. sein. Dies wäre der Fall, soweit sie nicht „in einem angemessenem Verhältnis zu dem Gewicht und der Bedeutung des Grundrechts [stünde]“²⁹⁸⁴, wobei „die Schwere des Eingriffs bei einer Gesamtabwägung [...] außer Verhältnis zu dem Gewicht der ihn rechtfertigenden Gründe stehen“²⁹⁸⁵ müsste.²⁹⁸⁶

Vorliegend stellt die Rechtsfolge des Ausfallens der Marktpremie für den mehr als drei Monate andauernden Zeitraum²⁹⁸⁷ einen Eingriff in die Grundrechte der Art. 12 und 14 GG dar.²⁹⁸⁸ Hierdurch werden die

2983 BVerfG NJW 1995, S. 368 [S. 369].

2984 BVerfGE 67, S. 157 [S. 173].

2985 Anstatt vieler BVerfGE 118, S. 168 [S. 195].

2986 Vgl. *Jarass*, in: *Jarass / Pieroth*, Grundgesetz, Art. 20 Rn. 86, dort noch m.w.N.

2987 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 13], jedoch ohne ausdrückliches Abstellen auf § 33g Abs. 3 EEG 2012; siehe nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S.385 f.

2988 Vgl. ähnlich zur Kürzung der Managementprämie *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprä-

jeweiligen Anlagenbetreiber wiederum – wie bereits im Rahmen der Anpassung der Managementprämie – „in ihren wirtschaftlichen Interessen [be]tr[ö]ffen“²⁹⁸⁹.²⁹⁹⁰ Demgegenüber stehen erneut das öffentliche Interesse respektive das Gemeinwohl.²⁹⁹¹ Mittels der Sanktion des längerzeitigen Prämienentfalls (im Zusammenwirken mit den einzelnen Vorschriften) soll eine effektive Missbrauchsvermeidung realisiert werden.²⁹⁹² Derartiger Missbrauch würde insofern zu einem ineffizienten, fehlgeleiteten Ressourceneinsatz führen,²⁹⁹³ sodass die bereits zum Tragen der EEG-Umlage Verpflichteten über Gebühr belastet würden. Auf deren Seite käme es damit zu einer Vertiefung des bisherigen Eingriffs in Art. 2 Abs. 1 GG sowie in Art. 12 GG.²⁹⁹⁴

Insofern stehen sich aus abstrakter Sicht zwar zwei (teilweise) gleichwertige Positionen gegenüber. Gleichwohl darf hierbei nicht übersehen werden, dass der von § 33g Abs. 3 EEG 2012 vorgesehene längerfristige Ausschluss die Anlagenbetreiber erheblich trifft und gegebenenfalls sogar Liquiditäts- und Insolvenzrisiken bergen kann. So differenziert der vom Gesetzgeber implementierte Sanktionsmechanismus in § 33g Abs. 3 EEG 2012 seinerseits zudem an keiner Stelle zwischen bloßen „Bagatellver-

mienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, S. 10 und Abschnitt D.III.1.a.)bb.)(2)(d)(cc) und (dd), S. 334 ff. sowie zur Kürzung des Mindestvergütungsförderzeitraums *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 20 ff. und *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 44 ff.

2989 *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 56.

2990 Vgl. *Lehnert*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 21 Rn. 56; siehe nochmals Abschnitt D.III.1.a.)bb.)(2)(d)(ee), S. 347.

2991 Siehe dazu auch nochmals Abschnitt D.III.1.a.)bb.)(2)(d)(ee), S. 347.

2992 Vgl. (jeweils auf die bloße Einhaltung der Vorschriften abstellend) *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 24; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 36; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21 sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 8; vgl. exemplarisch (zum Telos der jeweiligen Pflichten) BR-Drs. 341/11, S. 153 ff.; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 1 ff., § 33d Rn. 1; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382 ff.]; siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt D.V.1.a.) und b.), S. 383 ff.

2993 Siehe dazu auch nochmals Abschnitt C.VI.4.b.)bb.), S. 197 f.

2994 Vgl. dazu *Manssen*, WiVerW 2012, S. 170 [S. 172]; vgl. zudem *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 150, dort auch m.w.N.

stoßen [...] und massiveren Pflichtverletzungen“²⁹⁹⁵.²⁹⁹⁶ Somit können selbst minimale Verstöße zu den vorgenannten Rechtsfolgen führen. Dies gilt vor allem im Falle eines fehlerhaften Wechsels von der Direktvermarktung in die Mindestvergütung und den insofern von § 33d Abs. 5 EEG 2012 zusätzlich herbeigeführten Sanktionen, die insgesamt als äußerst schwerwiegend, gar „drakonisch anmutend[.]“²⁹⁹⁷ beschrieben werden.²⁹⁹⁸ Je nach Situation können die Rechtsfolgen damit stark außer Verhältnis zu den jeweiligen Verstößen stehen.

Selbst wenn man nun weiterhin argumentieren würde, dass eine effektive Missbrauchsvermeidung für die Gesamtfunktionalität des Fördersystems von hoher Bedeutung ist – und sie insofern als überwiegend angesehen würde – könnte dies zwar zu einer Verhältnismäßigkeit i.e.S. (Angemessenheit) führen, jedoch nicht der mangelnden Erforderlichkeit der vorgenannten Regelung abhelfen.

ff.) Zwischenergebnis

Insgesamt ist die Sanktionsregelung des § 33g – also der Wegfall der Marktprämie über einen längerfristigen Zeitraum – als unverhältnismäßig anzusehen. Auch das Gebot der effektiven Missbrauchsvermeidung kann die vorgenannten Eingriffe demnach nicht rechtfertigen.

2995 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 11.

2996 Vgl. *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 11, wobei sich diese diesbezüglich ausschließlich auf die Sanktionen im Falle eines fehlerhaften Wechsels nach § 33d EEG 2012 beziehen.

2997 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

2998 Siehe dazu insgesamt *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 12; *Salje*, EEG 2012 § 33d Rn. 15 ff. sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 6 f.; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 19 ordnen die Rechtsfolge des § 33d Abs. 5 S. 2 (im Zusammenwirken) mit § 33g Abs. 3 EEG 2012 demgegenüber ‚lediglich‘ als „überdenkenswert, jedoch sicherlich nicht verfassungswidrig“ (ebenda) ein.

gg.) Schlussfolgerungen für den vollständigen Prämienentfall im Kontext der Flexibilitätsprämie

Die vorgenannten Ausführungen müssen entsprechend im Kontext der Flexibilitätsprämie gelten. Insoweit soll selbst ein einfacher, gar einmaliger Verstoß gegen die Vorschrift des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 zu einem dauerhaften Entfall der auf grundsätzlich 10 Jahre angelegten Förderung führen.²⁹⁹⁹ Folglich ist auch diese Rechtsfolge – unter Rückbezug auf die vorgenannten Ausführungen – als unverhältnismäßig anzusehen. Hieraus kann sich – insbesondere auf Grund der zur Prämienenerlangung notwendigen wie auch zu tätigenden Investitionen³⁰⁰⁰ – zugleich ein entsprechendes wirtschaftliches Risiko ergeben.

3. Die Regelung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 als Hemmnis und wirtschaftliches Risiko

Des Weiteren könnte sich ein marktfremdes absolutes Hemmnis aus der Voraussetzung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 ergeben. Ein derartiges Hemmnis liegt dann vor, wenn das Fördersystem auf Grund seiner Ausgestaltung selbst entsprechende Schranken setzt, welche von den Akteuren auf Grund bestehender Gegebenheiten nicht beziehungsweise kaum überwunden werden können.³⁰⁰¹

2999 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 14 und Rn. 5 sowie vor allem nochmals Abschnitt D.V.1.c.), S. 387 ff.

3000 Vgl. zur allgemeinen Notwendigkeit derartiger Investitionen *BMW*, Die Energiewende in Deutschland, S. 33; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; zudem Abschnitt E.III.2.b.), S. 472 f. Die Notwendigkeit der Tätigkeit der Investitionen für die Erlangung der Flexibilitätsprämie ergibt sich dabei aus der mittels des Umweltgutachtens nach § 33i Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012 zu bescheinigenden generellen Eignung zur bedarfsgerechten Produktion (sowie aus der derzeitigen Ausrichtung der Anlage, vgl. dazu die vorgenannten Quellen), vgl. zum Umweltgutachten *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33i Rn. 8.

3001 Siehe dazu und den übrigen Arten von Hemmnissen nochmals Abschnitt C.VII. 6.b.), S. 232.

a.) Der Synchronisationszwang des § 33c Abs. 1 EEG 2012

Gemäß § 33c Abs. 1 EEG 2012 dürfen Anlagenbetreiber (ihren) „Strom, der mit Strom aus mindestens einer anderen Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet wird, nur direkt vermarkten, wenn der gesamte über diese Messeinrichtung abgerechnete Strom an Dritte direkt vermarktet wird“^{3002, 3003}. Mit anderen Worten kommt in einem derartigen Fall die Direktvermarktung für einen einzelnen Anlagenbetreiber zunächst nur dann in Betracht, wenn auch alle anderen Anlagenbetreiber, die mit ihm über die Messeinrichtung ‚verbunden‘ sind, mit ihm diesbezüglich übereinstimmen und ebenfalls direktvermarkten.³⁰⁰⁴ Die Vorschrift erzwingt damit eine Synchronisation der Anlagenbetreiber an einer gemeinsamen Messeinrichtung (Synchronisationszwang des § 33c Abs. 1 EEG 2012).

b.) Der Umfang des Synchronisationszwangs nach
§ 33c Abs. 1 EEG 2012

Fraglich ist dabei, ob diese Norm nicht nur einen generellen Synchronisationszwang bezogen auf die allgemeine Wahl der Direktvermarktung auferlegt – also lediglich eine Wahlentscheidung zwischen der Teilnahme an der Direktvermarktung oder insbesondere der Mindestvergütung

3002 § 33c Abs. 1 EEG 2012.

3003 BR-Drs. 341/11, S. 153; *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 3; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 2; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 2; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; so zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 41.

3004 So zu Recht *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37], wobei sich diese lediglich auf die Anlagen per se beziehen; siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8]; *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 3 f. sowie *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33c Rn. 1 und Rn. 6; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 41.

erfordert – oder ob sich der genannte Synchronisationszwang (darüber hinaus) auch auf die einzelnen Direktvermarktungsformen erstreckt.³⁰⁰⁵

Dies ist vor allem unter dem Aspekt von Bedeutung, dass nach § 33d Abs. 1 EEG 2012 nicht nur ein Wechsel von der Mindestvergütung in die Direktvermarktung (§ 33d Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012) und zurück (§ 33d Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012) jeweils nur am ersten Kalendertag eines Monats möglich ist, sondern ebenfalls der Wechsel innerhalb der Direktvermarktungsformen des § 33b EEG 2012 der vorgenannten ‚Monatsstichtagsregelung‘ unterliegt (§ 33d Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012).³⁰⁰⁶ Darüber hinaus ist von Gewicht, dass § 33d Abs. 2 EEG 2012 zur Vornahme des Wechsels die Einhaltung einer entsprechenden Frist erfordert.³⁰⁰⁷ Wäre auch ein Wechsel innerhalb der Direktvermarktung synchronisationspflichtig, würden die Anforderungen des § 33c Abs. 1 EEG 2012 folglich (mittelbar) weiter verschärft.

Der Wortlaut des § 33c Abs. 1 spricht jedoch nur allgemein von der Anforderung, dass der „gesamte [...] Strom an Dritte direkt vermarktet wird“³⁰⁰⁸. Insoweit wird – ebenso wie in der Gesetzesbegründung³⁰⁰⁹ – nur generell von der Direktvermarktung gesprochen, hingegen nicht von einer einheitlichen Direktvermarktungsform. Bereits dies spricht dafür, dass sich der Synchronisationszwang nicht auf die einzelne Direktvermarktungsform erstreckt³⁰¹⁰. Zugleich weist die Vorschrift des § 33c

3005 Vgl. insoweit *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33c Rn. 3; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33c Rn. 5.

3006 Siehe dazu nochmals D.V.2.b.), S. 393 f.; siehe *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 1 und Rn. 8; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 1 f.; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 1 und Rn. 3 f.; *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 3 f.; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 2 f.; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

3007 Siehe dazu nochmals D.V.2.b.), S. 394 f.; siehe *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 1 und Rn. 8; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 3; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 384].

3008 § 33c Abs. 1 EEG 2012.

3009 BR-Drs. 341/11, S. 153.

3010 So letztlich gerade – ohne weitergehende Ausführungen – *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 3; so gerade *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33c Rn. 5 unter generellem Bezug auf den Wortlaut des § 33c Abs. 1.

Abs. 1 EEG 2012 große Ähnlichkeit mit der allgemeinen Direktvermarktungsdefinition des § 33a Abs. 1 EEG 2012 auf, die bezüglich der Veräußerung ebenso lediglich auf den Dritten abstellt. Diesbezüglich findet ebenfalls keine genaue Festlegung der Veräußerungsformen statt. Die vorgenannte Spezifizierungspflicht bezogen auf die Direktvermarktungsform erfolgt gerade erst über § 33b EEG 2012. Somit kann auch im Rahmen des § 33c Abs. 1 EEG 2012 keine Vereinheitlichung der Direktvermarktungsform unmittelbar geschlussfolgert werden.

So resultiert aus der in § 33c Abs. 1 EEG 2012 anzutreffenden Formulierung der gesamten Direktvermarktung des „über diese Messeinrichtung abgerechnete[n] Strom[s] an Dritte“³⁰¹¹ nämlich ebenso wenig, dass lediglich ein einzelner, alleiniger Dritter im Rahmen des § 33c EEG 2012 bei der Direktvermarktung ‚Veräußerungsgegner‘ sein kann.³⁰¹² Vielmehr kann die Direktvermarktung über eine gemeinsame Messeinrichtung – insbesondere auf Grund der (beibehaltenen) Pluralform des Drittenbegriffs –³⁰¹³ durch mehrere Anlagen durchaus an mehrere, verschiedene Dritte erfolgen.³⁰¹⁴ Auch dies spricht dafür, dass im Rahmen des § 33c Abs. 1 keine Synchronisationspflicht bezogen auf die Direktvermarktungsform besteht; denn es ist bei der Direktvermarktung in unterschiedlichen Direktvermarktungsformen durchaus üblich, zumindest aber zu erwarten, dass die Veräußerung an rechtsträgerschiedene Dritte erfolgt.³⁰¹⁵

3011 § 33c Abs. 1 EEG 2012.

3012 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 3; so letztlich zudem – ohne genaues Abstellen auf die vorgenannte Formulierung – *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33c Rn. 6 sowie *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 42.

3013 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

3014 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 3; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7 f., insb. S. 8 Fn. 26]; *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 42; *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33c Rn. 6.

3015 Diesbezüglich konstatiert *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7] lediglich, dass die Direktvermarktung generell an „verschiedene Stromhändler oder EVU“ (ebenda) möglich erscheint.

Somit könnte letztlich einzig der Gesetzeszweck einer effektiven Missbrauchsvermeidung³⁰¹⁶ für die Ausdehnung der Vorschrift auf die Direktvermarktungsformen sprechen, da nur auf diesem Wege eine absolute Missbrauchsvermeidung – so wie sie der Gesetzgeber bisher in den übrigen Vorschriften betreibt, vgl. insbesondere und exemplarisch § 33c Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012 – erreicht werden kann.³⁰¹⁷ Der insoweit klare Wortlaut³⁰¹⁸ des § 33c Abs. 1 EEG und die dargelegte gesamtgesetzliche Systematik des Teils 3a EEG 2012 stehen der letztgenannten Auslegung jedoch klar entgegen.

Daraus folgt, dass sich der Sanktionszwang des § 33c Abs. 1 EEG 2012 lediglich auf die generelle und allgemeine Wahl der Direktvermarktung erstreckt (‚Direktvermarktung oder Mindestvergütung‘), nicht hingegen auf die Direktvermarktungsform³⁰¹⁹. Dies scheint zwar – auf Grund der insgesamt vom Gesetzgeber betriebenen ‚maximalen‘ Missbrauchsvermeidung – etwas inkonsequent, kann jedoch nur begrüßt werden: Die durch die Direktvermarktung gesetzten (etwaigen) Hemmnisse werden nämlich nicht noch weiter erhöht. Dazu jedoch sogleich.

Zur generellen Bedeutung eines solchen (hypothetischen) direktvermarktungsformenbezogenen Synchronisationszwangs ist zudem zu

3016 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153; so *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 1 und Rn. 6; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 2; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 3; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 2; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382].

3017 Vgl. insoweit *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 3, die unter anderem auf Grund der Vorschrift des § 33c Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012 gerade darlegen, dass kein spezieller, direktvermarktungsformenbezogener Synchronisationszwang besteht – sie führen insofern nämlich aus, dass die Regelung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 nicht verbietet, den „Strom aus der gemeinsamen Messeinrichtung in unterschiedlichen Formen nach § 33b direkt zu vermarkten“ (ebenda); ebenso folgern *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 5 in gleicher Weise unter Rückgriff auf unter anderem § 33c Abs. 2 Nr. 4 EEG 2012, dass kein direktvermarktungsformbezogener Synchronisationszwang besteht.

3018 So bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 5.

3019 So letztlich – zu Recht – *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 3, wonach es weiterhin möglich ist, „Strom aus der gemeinsamen Messeinrichtungen in unterschiedlichen Formen nach 33b direkt zu vermarkten“ (ebenda); so letztlich ebenfalls *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 5.

berücksichtigen, dass sich die Wahl der Direktvermarktung für die Anlagenbetreiber in der Praxis beinahe ausschließlich auf die Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012 – und damit auf das Instrument der Marktprämie beschränkt.³⁰²⁰ Aus praktischer Sicht kann demzufolge (im Rahmen des § 33c EEG 2012) allein der generelle Synchronisationszwang entsprechende Relevanz erlangen.

c.) Die Bedeutung des Synchronisationszwangs für die energiewirtschaftliche Praxis

Nachdem im Vorhinein festgestellt werden konnte, dass lediglich ein genereller Synchronisationszwang besteht, ist nunmehr zu klären, ob dieser auch ein absolutes Hemmnis darstellen kann. Ein solches liegt vor, wenn das Fördersystem auf Grund seiner Ausgestaltung selbst entsprechende Schranken setzt, welche von den Akteuren auf Grund bestehender Gegebenheiten nicht beziehungsweise kaum überwunden werden können.³⁰²¹

Um die aufgeworfene Fragestellung beantworten zu können, sei folgendes Beispiel zur Erläuterung und Verdeutlichung dargelegt: Anlagenbetreiber A möchte an der marktprämiierten Direktvermarktung teilnehmen und wird (seit jeher) mit Anlagenbetreiber B über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet. Demgegenüber möchte Anlagenbetreiber B wiederum lieber in der ‚absolut sicheren‘ Mindestvergütung verbleiben;³⁰²² er weigert sich also in die Direktvermarktung zu wechseln.³⁰²³ Somit steht dem nichtdirektvermarktungswilligen Anlagenbetreiber (hier: B) auf Grund der (vom Gesetzgeber) getroffenen

3020 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.b.), S. 267 ff.

3021 Siehe dazu und den übrigen Arten von Hemmnissen nochmals Abschnitt C.VII. 6.b.), S. 232.

3022 Vgl. insoweit *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 4.

3023 Vgl. insoweit *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 2.

Ausgestaltung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 stets ein „Vetorecht“³⁰²⁴ zu.³⁰²⁵ Somit kann dieser nicht nur die eigene Teilnahme an der Direktvermarktung verhindern, sondern vor allem auch die Teilnahme des grundsätzlich direktvermarktungswilligen Anlagenbetreibers A an der Direktvermarktung.³⁰²⁶ Denn nach § 33c Abs. 1 EEG 2012 müssen auf Grund des bestehenden Synchronisationszwangs alle Anlagen, die lediglich einen gemeinsamen Zähler aufweisen können, einheitlich in die Direktvermarktung wechseln.³⁰²⁷ Alternativ besteht damit allein die Möglichkeit des einheitlichen Verbleibs in der Mindestvergütung.³⁰²⁸

Noch deutlicher werden die Auswirkungen des Synchronisationszwangs, wenn man sich Folgendes vor Augen führt: Bei windenergetischen Energieerzeugungsanlagen sind meist eine Mehrzahl von Anlagen als Windpark gebündelt oder es werden gar mehrere Windparks insoweit am Verknüpfungspunkt einspeiseseitig entsprechend ‚konzentriert‘.³⁰²⁹ Die Einspeisung erfolgt insofern „über ein gemein-

3024 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3.

3025 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3; so *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 2 und Rn. 4; so zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 8; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 41.

3026 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 41.

3027 Siehe *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [S. 37]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8]; *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4 sowie *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 6; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 41; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 8; siehe zudem nochmals den vorangegangenen Abschnitt E.VI.3.b.) auf S. 531 ff.

3028 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4, der insoweit von der Konsequenz der Entscheidung „für oder gegen die Direktvermarktung“ (ebenda) spricht; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 3; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8].

3029 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 6; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 43; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 7.

sames Umspannwerk am Netzverknüpfungspunkt“^{3030, 3031} Damit kann die Messung wiederum nicht separat für die jeweils von den einzelnen Anlagen eingespeisten Mengen an elektrischer Energie erfolgen.³⁰³² Sie erfolgt vielmehr und lediglich insgesamt für alle Anlagen und eingespeisten Energiemengen am gemeinsamen Verknüpfungspunkt zusammen (,Konzentration‘).³⁰³³ Es ist für einen Anlagenbetreiber dementsprechend noch bedeutend schwieriger, eine Synchronisierung mit den übrigen Anlagenbetreibern herbeizuführen und somit in die Direktvermarktung ,auszubrechen‘. Dies gilt erst recht, wenn man bedenkt, dass mit einem derartigen Wechsel stets unternehmerische Ausrichtungen verbunden sind. „Abstimmungsprozesse zwischen Investoren“³⁰³⁴ erlangen damit eine entscheidende Bedeutung.³⁰³⁵

d.) Die Hemmniswirkung der Synchronisationspflicht des
§ 33c Abs. 1 EEG 2012

Folglich scheint ein einzelnes ,Ausbrechen‘ der Anlage (aus der Mindestvergütung) in die Direktvermarktung für den Anlagenbetreiber ohne Veränderung der anlagenseitigen respektive technischen Gegebenheiten (lediglich gemeinsame Messeinrichtung) nur möglich, soweit ihnen eine Synchronisation mit den anderen ,betroffenen‘ Anlagenbetreibern gelingt, mit denen sie über die gemeinsame Messeinrichtung ,verbunden‘ sind.³⁰³⁶ Dies bedeutet demnach für den jeweiligen direktvermarktungswilligen Anlagenbetreiber, dass ihm die Vorschrift des § 33c Abs. 1 EEG 2012 beim Vorhandensein einer gemeinsamen Messeinrichtung grundsätzlich

3030 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7].

3031 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, 33c Rn. 4; siehe *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 6.

3032 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 6; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 43.

3033 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 6.

3034 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4.

3035 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4.

3036 Siehe bereits *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 8.

ein Hemmnis bereitet.³⁰³⁷ Denn auf Grund der beschriebenen Probleme wird die grundsätzlich erforderliche Synchronisierung nur schwer herbeizuführen sein.³⁰³⁸

Gleichwohl muss es sich insoweit nicht um ein absolutes (rechtliches) Hemmnis handeln. Soweit das vorgenannte Hemmnis nämlich durch den Einsatz finanzieller, technischer wie auch persönlicher Ressourcen überwunden werden konnte (die sodann nicht mehr zur Teilnahme am Strommarkt zur Verfügung stehen) läge lediglich ein Mehraufwand-Hemmnis vor.³⁰³⁹

Vorliegend kann der Anlagenbetreiber (im Beispiel: A) das beschriebene Hemmnis des Synchronisationszwangs letztlich nur dadurch überwinden, indem er selbst entsprechende additionalen Aufwendungen tätigt.³⁰⁴⁰ Er muss seine Anlage mit einer separaten, eigenen Messeinrichtung versehen.³⁰⁴¹ Anders formuliert benötigt jede Anlage eine eigene Messeinrichtung, um in einer solchen Situation direktvermarkten zu können.³⁰⁴² Dies verschärft das dargelegte Hemmnis aber entsprechend. Dies gilt erst recht, soweit es sich um die beschriebene Koppelung mehrerer Anlagen zu einem Windenergiepark (oder Vergleichbarem) handelt: Das Nach- oder Aufrüsten der jeweiligen Anlage(n) mit entspre-

3037 Siehe schon *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4, wonach „die Direktvermarktung [insoweit] hinder[t] [wird] (ebenda); vgl. insoweit *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9] unter Rückbezug auf die Rechtsunsicherheit und Sanktionsregelung; siehe *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 7, wobei diese die Regelung der anteiligen Direktvermarktung mit einbeziehen.

3038 Siehe dazu nochmals *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4 sowie den vorangegangenen Abschnitt E.VI.3.c.), S. 535 f.

3039 Vgl. Abschnitt C.VII.6.b.), S. 232.

3040 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 6.

3041 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8]; siehe *Ekarde / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 6; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 45; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 8 ff.

3042 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8]; vgl. zudem *Ekarde / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; vgl. ebenfalls *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33c Rn. 10, wobei dort in Rn. 9 auch noch eine alternative Lösung mit nur einer zusätzlichen Messeinrichtung für mehrere, ausschließlich direktvermarktende Anlagen vorgeschlagen wird. Diese ist jedoch insgesamt sehr kostenintensiv, siehe ebenda.

chenden Messeinrichtungen lässt folglich grundsätzlich einen „nicht unerheblichen Zusatzaufwand“³⁰⁴³ auf der Betreiberseite entstehen.³⁰⁴⁴

Das Hemmnis wird sogar noch weiter dadurch verstärkt, soweit sich die Messeinrichtungen zwar jeweils an der einzelnen Anlage befinden, aber wiederum nicht unmittelbar am Verknüpfungspunkt des Netzes:³⁰⁴⁵ Ab diesem Zeitpunkt werden grundsätzlich komplizierte Aufteilungs- und Umrechnungen auf Grund der entstehenden „Umspann- und Leistungsverluste[.]“³⁰⁴⁶ erforderlich.³⁰⁴⁷ Das insofern als Mehraufwand bestehende Hemmnis verschärft sich demnach weiter.

Insgesamt ist der Vorschrift der § 33c Abs. 1 EEG 2012 – im Einklang mit der Literatur³⁰⁴⁸ – eine grundsätzliche Hemmniswirkung von bedeutendem Ausmaß zu bescheinigen. Der Synchronisationszwang kann in seiner Gesamtwirkung mit der übrigen Peripherie „ein Hindernis für die Direktvermarktung“³⁰⁴⁹ darstellen.³⁰⁵⁰ Insgesamt wird dadurch nicht nur die Teilnahme an der Direktvermarktung, sondern gerade auch die Teilnahme am Strommarkt gehemmt.

e.) Hemmnisentschärfung durch Synchronisationsanspruch

Vorliegend könnte die Hemmniswirkung der Direktvermarktung jedoch deutlich abgemildert werden, soweit dem direktvermarktungswilligen Anlagenbetreiber (im Beispiel A) gegenüber dem / den nicht-direktvermarktungswilligen Anlagenbetreiber(n) (im Beispiel B) ein Anspruch auf ‚Synchronisation‘ zustünde. Er müsste vom Anderen also stets den

3043 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8].

3044 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8]; vgl. zudem zur Kostenentstehung der Alternativlösung über lediglich eine einzelne Messeinrichtung für mehrere ausschließlich direktvermarktende Anlagen *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33c Rn. 9.

3045 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8 f.].

3046 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9].

3047 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8 f., insb. S. 9], dort ausführlich zur genannten Problematik; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 4; vgl. zudem *Hinsch / Holzapfel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 45.

3048 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8 f.]; *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 4; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33c Rn. 7.

3049 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9].

3050 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9].

Wechsel in die Direktvermarktung verlangen können. Sodann wäre er nämlich in die Lage versetzt, zumindest die Realisierung der Synchronisierung i.S.d. § 33c Abs. 1 EEG 2012 in der Praxis durchzusetzen.

aa.) Kein unmittelbarer Anspruch auf Synchronisation

Ein derartiger Anspruch ergibt sich jedoch direkt weder aus den Direktvermarktungsvorschriften noch aus einer sonstigen Norm des EEG. Gerade § 33a Abs. 1 EEG 2012 stellt – abseits der vorgehaltenen Legaldefinition – lediglich deklaratorisch die allgemeine Zulässigkeit der Direktvermarktung fest.³⁰⁵¹ Es handelt sich gerade nicht um eine entsprechende Anspruchsgrundlage. Vielmehr wird dem Anlagenbetreiber mit Teil 3a des EEG 2012 die Möglichkeit offeriert, seinen Strom direkt zu vermarkten,³⁰⁵² anstatt (weiterhin) die Mindestvergütung zu beanspruchen. Das Verhältnis des jeweiligen Anlagenbetreibers gegenüber den übrigen Anlagenbetreibern wird dahingegen nicht unmittelbar geregelt. Allein § 33c Abs. 1 EEG 2012 bildet insofern eine Ausnahme, da er ausdrücklich auf das Verhältnis des Anlagenbetreibers zu anderen Anlagen (und damit generell auch anderen Anlagenbetreibern) abstellt. Da die Norm jedoch keine Anspruchsgrundlage enthält, sondern vielmehr den betroffenen Anlagenbetreibern eine entsprechende Pflicht auferlegt, kann auch diese dem Anlagenbetreiber nicht zur Synchronisation i.S.d. § 33c Abs. 1 EEG 2012 verhelfen.

bb.) Anspruch auf Synchronisation im Wege einer Analogie?

Somit käme nur noch eine analoge Anwendung von Vorschriften aus dem EEG, dem allgemeinen Energierecht oder gar aus dem allgemeinen Privatrecht – insbesondere dem Handels- und Gesellschaftsrecht – in Betracht. Damit eine analoge Anwendung derartiger Normen jedoch überhaupt stattfinden kann, müssten – unabhängig von der etwaige heranzuziehenden

3051 *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 5; siehe *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 37 f. und Rn. 40.

3052 Zur grundsätzlichen Freiwilligkeit der Direktvermarktung siehe nochmals Abschnitt D.I.1.a.), S. 250 f.

Norm – zunächst die generellen Voraussetzungen einer Analogie erfüllt sein. Es müsste also erst einmal eine planwidrige Regelungslücke vorliegen. Erst sodann gewänne die Frage nach der vergleichbaren Interessenlage überhaupt an Bedeutung.

Eine Regelungslücke lässt sich vorliegend zwar bejahen, da im Rahmen des Teils 3a wie auch im sonstigen Umfeld des EEG 2012 keine Anspruchsgrundlage auf Synchronisation i.S.d. § 33c EEG 2012 vom Gesetzgeber vorgesehen ist. Fraglich ist hingegen, ob diese Regelungslücke überhaupt planwidrig ist. Es geht mit anderen Worten damit um die Fragestellung, ob der Gesetzgeber nicht bewusst auf eine Synchronisierung verzichtet und sie dementsprechend bewusst ungeregelt gelassen hat. Telos der Regelung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 ist es nach der Gesetzesbegründung, „die praktische Umsetzung der Direktvermarktung sicher[zu]stellen und Missbrauch effektiv [zu] verhindern“³⁰⁵³.³⁰⁵⁴ Damit wurde ebenfalls auf die Empfehlung seitens des BDEW eingegangen.³⁰⁵⁵ Daraus lässt sich vorliegend schlussfolgern, dass die Missbrauchsvermeidung und Funktionsfähigkeit für den Gesetzgeber oberste Priorität hat und er zu deren Wahrung grundsätzlich keine Ausnahmen zulassen wollte. Lediglich bezüglich des Verhältnisses zu § 33f EEG 2012 hat er insofern eine Ausnahme vorgesehen, die im Rahmen der anteiligen Direktvermarktung systematisch notwendig gewesen ist.³⁰⁵⁶ Insgesamt spricht ebenfalls die starke Regulierung³⁰⁵⁷ der Direktvermarktung deutlich dafür, dass der Gesetzgeber eine weitere Regelung der Synchronisation bewusst unterlassen hat. Um die Funktionsfähigkeit³⁰⁵⁸ des Fördersystems zu erhalten, hat der Gesetzgeber somit ein grundsätzliches Scheitern der Direktvermarktung an der Voraussetzung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 in den vorgenannten Konstellationen entspre-

3053 BR-Drs. 341/11, S. 153.

3054 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153; so *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 7]; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 2; *Salje*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33c Rn. 2; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 1 und Rn. 6.

3055 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153.

3056 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153; *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33c Rn. 3; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 8].

3057 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1; siehe zudem Abschnitt D.IV., S. 370 ff. sowie D.V.1.a.), S. 383 f.

3058 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 153.

chend in Kauf genommen. Insgesamt besteht demgemäß keine Planwidrigkeit. Die Voraussetzungen für eine analoge Anwendung jeglicher Vorschriften liegen damit nicht vor.

Somit kommt eine analoge Anwendung jeglicher Vorschriften des allgemeinen Energierechts – abseits der mangelnden Erblickbarkeit einer vergleichbaren Interessenlage – von vornherein nicht in Betracht. Ebenfalls scheiden damit privatrechtliche, insbesondere nachbarrechtliche, wie auch gesellschaftsrechtliche ‚Innenansprüche‘ von vornherein in analoger / für eine analoge Anwendung aus.

cc.) Zwischenergebnis

Auf Seiten der Anlagenbetreiber verbleibt damit ausschließlich die Möglichkeit, im Wege der Privatautonomie mittels des Abschluss eines entsprechenden Vertrages mit dem anderen Anlagenbetreiber die zur Direktvermarktung erforderliche Synchronisation i.S.d. § 33c Abs. 1 EEG 2012 herbeizuführen (‚Synchronisationsvertrag‘). Dies ist zumindest dann der Fall, soweit der Anlagenbetreiber nicht gewillt ist, entsprechend finanzielle Mittel für eine eigene Messeinrichtung zu investieren. Der Abschluss eines entsprechenden Synchronisationsvertrages hängt dabei jedoch vom Willen des jeweils anderen, grundsätzlich direktvermarktungsunwilligen Anlagenbetreibers (im Beispiel B) ab. Selbst bei einem attraktiven³⁰⁵⁹ Angebot (durch A) ist der Abschluss eines entsprechenden ‚Synchronisationsvertrags‘ auf Grund der generellen Vertragsfreiheit nicht garantiert. Mangels des Bestehens eines ‚sicheren‘, sich direkt aus dem Gesetz oder im Wege einer Analogie ergebenden Anspruchs auf Synchronisation liegt damit zumindest ein Hemmnis finanziellen Mehraufwands oder – situationsgebunden – sogar ein absolutes Hemmnis vor.

3059 Gegenstand eines solchen Synchronisationsvertrags könnte beispielsweise sein, dass der bislang direktvermarktungsunwillige Anlagenbetreiber (im Beispiel B) in die Direktvermarktung wechselt, wobei der andere Anlagenbetreiber (im Beispiel A) diesem für den erzeugten – jedoch sodann insgesamt zur Direktvermarktung genutzten – Strom einen Preis exakt auf Höhe der Mindestvergütung zahlt oder zumindest garantiert und gegebenenfalls zusätzlich den Anspruch entsprechend besichert. Wird dabei von vornherein eine Vergütung auf Höhe der Mindestvergütung von A an B gezahlt, wird B dem A wiederum seinen (‚Teil-‘)Anspruch auf die Marktprämie abtreten.

f.) Erweiterte Risikowirkung des Synchronisationszwangs durch § 33g Abs. 3 Nr. 1 EEG 2012

Gleichzeitig könnte der Synchronisationszwang des § 33c Abs. 1 EEG 2012 nicht nur ein Hemmnis, sondern gar ein wirtschaftliches Risiko für den direktvermarktenden Anlagenbetreiber darstellen. Dies wäre der Fall, soweit sich einschneidende beziehungsweise betriebswirtschaftlich bedrohliche Folgen verzeichnen ließen.³⁰⁶⁰ Diesbezüglich sollte man sich erneut vor Augen führen, dass durch jeglichen Verstoß gegen den Synchronisationszwang des § 33c Abs. 1 EEG 2012 die Sanktion des maximal tertialen Marktprämienentfalls ausgelöst wird, vgl. § 33g Abs. 3 Nr. 1 EEG 2012.³⁰⁶¹ In der Praxis sind dabei insbesondere zwei Konstellationen denkbar: Ausgangssituation ist dabei jeweils, dass mehrere Anlagenbetreiber, die gemeinsam über eine Messeinrichtung abgerechnet werden, zunächst übereingekommen sind, direkt zu vermarkten. Sie haben somit das Hemmnis des Synchronisationszwanges dem ersten Anschein nach überwunden. Sobald jedoch nun einer der Anlagenbetreiber absprachewidrig (fahrlässig oder gar vorsätzlich) entweder erst gar nicht in die Direktvermarktung wechselt oder einfach wieder in die Mindestvergütung zurückwechselt, käme es stets zum Auslösen der Sanktion des § 33g Abs. 3 EEG 2012. Der Sanktionsregel des § 33g Abs. 3 EEG 2012 wohnt dabei aber wieder das zuvor beschriebene enorme wirtschaftliche Risiko inne. So stellen die Regelung und Rechtsfolge des § 33g Abs. 3 EEG 2012 gerade ihrerseits ein wirtschaftliches Risiko dar.³⁰⁶²

Der Anlagenbetreiber ist durch die Ausgestaltung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 demnach im Vorgenannten jeweils dem Willen und Grad an Pflichterfüllung des jeweils anderen ausgesetzt, mit dem er sich zuvor ‚synchronisiert‘ hat. Der Gesetzgeber legt damit die Risiken der

3060 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.6.b.), S. 232.

3061 Siehe allgemein *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33c Rn. 15; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33c Rn. 21; sowie zur Regelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 21 f.; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 64, 67 und 72; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 37 f.; sowie Abschnitt D.V.1.b.), S. 384 f. und Abschnitt E.VI.2.a.)aa.), S. 517; vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9].

3062 Siehe dazu nochmals den vorhergehenden Abschnitt E.VI.2.a.)bb.), S. 518 f.

Pflichterfüllung nicht allein in den Wirkbereich des Anlagenbetreibers selbst, sondern erweitert sie mittelbar auch auf den Rechtskreis Dritter. Dem kann auch nicht entgegen gehalten werden, dass sich der Anlagenbetreiber im Falle eines derartigen Mangels grundsätzlich beim anderen Anlagenbetreiber schadlos halten kann (beispielsweise über den Schadensersatzanspruch wegen vertraglicher Pflichtverletzung aus dem Wechselübereinkommen (Synchronisationsvertrag)). Denn der Ursprung der Risiken liegt gerade in der vom Gesetzgeber gewählten Konstellation der Pflichtenerfüllung. Grundsätzlich muss es nämlich allein dem Anlagenbetreiber obliegen, ob er seine direktvermarktungsspezifischen Pflichten erfüllt und damit das Eintreten der Sanktionen des § 33g Abs. 3 EEG 2012 von vornherein abwendet. Unterliegt die Pflichtenerfüllung jedoch derartigen unbestimmten Faktoren und Unsicherheiten, führt dies wiederum zu dem (psychologischen) Effekt, dass sich der Fokus des Anlagenbetreibers von der Marktteilnahme weg auf die Einhaltung der Fördersystemvoraussetzungen verschiebt.³⁰⁶³ Gerade dies soll im Wege der Marktintegration jedoch vermieden werden. Im Falle der Marktfähigkeit wäre der Anlagenbetreiber diesen Risiken am Markt nämlich auch nicht ausgesetzt. Dies gilt ebenso für den Zusatzaufwand, der entsteht, soweit das Hemmnis einer gemeinsamen Messeinrichtung überwunden werden soll. Insgesamt liegt damit sogar ein Risiko vor.³⁰⁶⁴

g.) Marktfremdheit und Zwischenergebnis

Gleichzeitig müsste das durch § 33c Abs. 1 EEG 2012 gesetzte Hemmnis auch marktfremd sein. Insofern sollte man berücksichtigen, dass der Netzbetreiber im Rahmen des allgemeinen Energierechts nach § 21b EnWG für die Messung und den Messstellenbetrieb grundzuständig ist, sodass dieser zugleich für den „Einbau, [den] Betrieb und [die]

3063 Siehe dazu nochmals Abschnitt E.VI.2.b.), S. 520; zu den damit unmittelbar in Zusammenhang stehenden betriebswirtschaftlichen Auswirkungen siehe nochmals Abschnitt C.VII.6.c.), S. 232 f.

3064 Insofern sei nochmals darauf hingewiesen, dass bereits *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9] die Regelung des § 33c Abs. 1 EEG 2012 auf Grund „der bestehenden Rechtsunsicherheit und der befürchteten Sanktion eines Entzugs der Marktprämie [...] [allgemein als] ein Hindernis für die Direktvermarktung [einordnet]“ (ebenda).

Wartung [der] Messeinrichtungen“³⁰⁶⁵ Sorge zu tragen hat.³⁰⁶⁶ Denkt man sich insofern die speziellen Anforderungen des EEG hinweg, da diese allein für den Ausbau und die Förderung der erneuerbaren Energien geschaffen worden sind³⁰⁶⁷ und im Rahmen einer vollständigen Marktintegration daher grundsätzlich funktionslos würden (und wegfielen), so bedeutet dies, dass das mit § 33c Abs. 1 EEG 2012 geschaffene Hemmnis der eigenen Zähleinrichtung grundsätzlich als marktfremd zu begreifen ist. Insofern hätte allein der Netzbetreiber für eine entsprechende Messeinrichtung Sorge zu tragen, sodass ein derartiges Hemmnis gar nicht erst bestünde.

Unabhängig von der Marktfremdheit des vorgenannten Hemmnisses muss dieses auf Grund seiner Schwere (dennoch) negativen Eingang in die Gesamtbewertung finden. Demzufolge bereitet die Vorschrift des § 33c Abs. 1 EEG 2012 (potenzielle) schwerwiegende Hemmnisse.

4. Zwischenergebnis und Schlussfolgerungen im Kontext der Investitionssicherheit

Allein anhand der exemplarischen Betrachtung der wichtigsten Faktoren konnte damit eine starke wie auch marktfremde Hemmniswirkung der Direktvermarktung dargelegt werden. Insgesamt führt dies dazu, dass das System der Direktvermarktung teilweise abweichend zur marktintegrativerforderlichen Ausrichtung aufgestellt ist. Es vermittelt grundsätzlich kaum Marktrisiken, setzt selbst aber fördersystemspezifische Risiken.

Gleichwohl wirken sich die von der Direktvermarktung geschaffenen Risiken und Schranken nur in beschränktem Maße auf die Investitionssicherheit aus. Soweit ein Anlagenbetreiber den Weg in die Direktvermarktung erfolgreich gefunden hat, hat er auf Grund der hohen Fördersätze und des mindestvergütungsähnlichen Fördermechanismus und -umfangs grundsätzlich keine Nachteile zu befürchten. Dennoch ist die prämierte Direktvermarktung insoweit im Kontext der Investitionssi-

3065 *De Wyl / Thole / Bartsch*, in: *Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft* (4. Aufl.), § 16 Rn. 299.

3066 Siehe *De Wyl / Thole / Bartsch*, in: *Schneider / Theobald, Recht der Energiewirtschaft* (4. Aufl.), § 16 Rn. 295 und Rn. 298 f.; *Koenig / Kühling / Rasbach, Energierecht*, S. 86.

3067 Vgl. allein § 1 EEG 2012.

cherheit entsprechend unterhalb der Mindestvergütungsförderung einzuordnen.

VII. Grundsätzliche Differenzierung im Rahmen der prämierten Direktvermarktung

Anknüpfend an die bisherigen Ausführungen ist nun zu untersuchen, ob das Fördersystem eine ausdifferenzierte Förderung bewirkt und dabei die Marktintegrationsfähigkeit der einzelnen Anlagenbetreiber entsprechend berücksichtigt oder ob es lediglich bestimmte Anlagenbetreiber (faktisch) bevorzugt. Insoweit konnte im Rahmen der Herleitung herausgestellt werden, dass die Marktintegrationsfähigkeit der jeweiligen Anlagenbetreiber insbesondere von den anfallenden Gestehungskosten sowie dem möglichen Produktionsverhalten geprägt wird.³⁰⁶⁸ Diese werden wiederum beeinflusst von

- dem vorherrschende Anlagentypus (Produktionsverhalten, Gestehungskosten),
- der Anlagengröße und -anzahl (insbesondere Gestehungskosten, Effekte auf die Produktion etc.) sowie
- dem Anlagenalter (insbesondere Gestehungskosten auf Grund der jeweiligen Amortisation).³⁰⁶⁹

Sie bilden demgemäß die relevanten Differenzierungskriterien, an welche die prämierte Direktvermarktung zum Erzielen einer optimalen marktintegrativen Förderung anknüpfen muss.³⁰⁷⁰

1. Berücksichtigung der Prägung der Gestehungskosten durch Anlagentypus, -größe, -alter und -anzahl

Es ist also zu prüfen, ob das System der marktprämierten Direktvermarktung die vorgenannten Differenzierungskriterien ausreichend berücksichtigt. Da diese Differenzierungskriterien – wie im Rahmen der Herleitung aufgezeigt – in ihrer Gesamtheit auf den, die Marktintegrati-

3068 Siehe Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

3069 Siehe Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

3070 Siehe dazu insgesamt nochmals Siehe Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

onsfähigkeit prägenden Faktor der Gestehungskosten einwirken,³⁰⁷¹ bietet es sich an, die Prüfung zusammenzuziehen. Ausgehend vom Faktor der Gestehungskosten ist zusammenfassend zu beantworten, ob den Differenzierungskriterien des Anlagentypus, der Anlagengröße, des Anlagenalters sowie der Anlagenanzahl entsprechend Rechnung getragen wird.

a.) Grundsätzliche Neutralität der Direktvermarktungsvorschriften

Um die aufgeworfene Fragestellung zu beantworten, muss zunächst die unmittelbare rechtliche Ausgestaltung der marktprämierten Direktvermarktung untersucht werden.

aa.) Ausgangspunkt: Allgemeiner Direktvermarktungsbegriff

Ausgangspunkt der Betrachtung ist dabei der allgemeine Direktvermarktungsbegriff des § 33a Abs. 1 EEG 2012. Denn nur soweit eine entsprechende Direktvermarktung vorliegt, kann überhaupt eine Inanspruchnahme der insofern implementierten Instrumente erfolgen.³⁰⁷² So setzt nämlich § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 dem Wortlaut nach voraus, dass die „Anlagenbetreiber [...] [nur] für Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas, den sie nach § 33b Nummer 1 direkt vermarkten, von dem Netzbetreiber eine Marktprämie verlangen [können]“^{3073, 3074} § 33a Abs. 1 EEG 2012 stellt wiederum lediglich auf die Veräußerung von Strom aus EEG-Anlagen an Dritte „nach Maßgabe der §§ 33b bis § 33f“³⁰⁷⁵ ab.³⁰⁷⁶

3071 Siehe dazu nochmals Siehe Abschnitt C.VII.7.b.), S. 237 ff.

3072 Vgl. bereits *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 36.

3073 § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012.

3074 Siehe dazu *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7 f. : *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 36.

3075 § 33a Abs. 1 EEG 2012.

3076 Siehe zu den Grundbegriffen der Veräußerung an Dritte nochmals Abschnitt B.V.2., S. 97 ff.; vgl. gerade *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 40; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 8.

Eine unmittelbare Differenzierung bezüglich des Anlagentypus, der Anlagengröße, des Anlagenalters sowie der Anlagenanzahl erfolgt somit im allgemeinen Teil 3a des EEG 2012 ebenso wenig wie diesbezügliche Beschränkungen. Vielmehr steht die Direktvermarktung jeglichen Anlagenbetreibern und jeglichen Erzeugungsarten i.S.d. § 3 Nr. 3 EEG 2012 zuzüglich Grubengas offen, welche eine generelle Förderung durch das EEG erfahren sollen.³⁰⁷⁷

bb.) Beschränkungen und Differenzierungen im Rahmen des
§ 33g Abs. 1 EEG 2012

Fraglich ist, ob das Vorgenannte auch für die besondere Prämienregelung und Anspruchsgrundlage³⁰⁷⁸ des § 33g Abs. 1 (S. 1) EEG 2012 auf die Marktprämie gilt. Doch auch hiernach ergeben sich keine Einschränkungen: So ist die Marktprämie ihrer Anspruchsgrundlage nach für alle vom EEG 2012 geförderten Energieträgertypen,³⁰⁷⁹ -größen etc. verfügbar. Der Gesetzgeber hat insoweit gerade auf gewisse Anlagengrößenober- und -untergrenzen als Tatbestandsvoraussetzung (beispielsweise eine Mindestgröße zur Geltendmachung der Marktprämie) verzichtet.

Auch abseits der Anspruchsgrundlage³⁰⁸⁰ des § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 werden durch die übrigen Voraussetzungen (Einspeisung, ‚Drittannahme‘ sowie Mitteilung der Strommengengröße an den Netzbetreiber)

3077 Zu den durch das EEG geförderten Technologien siehe nochmals Abschnitt B.II.2., S. 63 ff. sowie *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 3 Rn. 38 ff.

3078 BR-Drs. 341/11, S. 158; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 8; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 30; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 5 sowie *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1 f.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

3079 So bereits *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 34.

3080 BR-Drs. 341/11, S. 158; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 7; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 8; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 5 sowie *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 1 f.; vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

grundsätzlich keine speziellen Vorgaben an die Anlagenbetreiber zur Erlangung der Marktprämie gesetzt.³⁰⁸¹ So soll die Voraussetzung der Einspeisung und Drittabnahme nach § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012 lediglich unterbinden, dass die Marktprämie auch für Strom gewährt wird, „der nicht aus der Anlage [...] des Anlagenbetreibers stammt“^{3082, 3083} Es wird damit – wie auch in der Mindestvergütung – eine Anlagenbezogenheit des Stroms hergestellt beziehungsweise (als ‚Fördergrundlage‘) vorausgesetzt.³⁰⁸⁴ § 33g Abs. 1 EEG 2012 sieht damit zwar grundsätzlich eine einzelanlagenbezogene Ausschüttung der Prämie vor, differenziert aber nicht unmittelbar nach der Anlagenanzahl. Insgesamt wurde nämlich bereits im Rahmen des Marktprämienmechanismus ein „technologieoffener abstrakter Maßstab“³⁰⁸⁵ zugrunde gelegt.³⁰⁸⁶

cc.) Zwischenergebnis

Demnach findet in den mit §§ 33a bis § 33g EEG 2012 gesetzten ‚Rahmenbedingungen‘ der marktprämiierten Direktvermarktung – abseits der vorgenannten allgemeinen EEG-Förderfähigkeit – keine Differenzierung nach den vorgenannten Kriterien unmittelbar statt.

b.) Differenzierung innerhalb der Bemessung der Marktprämie?

Demzufolge kann eine Berücksichtigung der die Marktfähigkeit prägenden Kriterien nur noch im Rahmen der Bemessung der auszuschüttenden Fördermittel erfolgen. Mit anderen Worten können die vorgenannten Differenzierungskriterien nur noch innerhalb der konzeptionellen Ausgestaltung der Marktprämie berücksichtigt worden sein.

3081 Vgl. bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 31.

3082 BR-Drs. 341/11, S. 158.

3083 BR-Drs. 341/11, S. 158; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

3084 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 158; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389].

3085 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388].

3086 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; siehe ebenso *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 11.

aa.) Konzeptionelle Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung

Es ist also erneut die in § 33g Abs. 2 i.V.m. § 33h und Anlage 4 EEG 2012 geregelte Berechnungsweise der Marktprämie zu betrachten. Nach dieser ergibt sich die Marktprämie aus der in Anlage 4 Nr. 1.2 EEG 2012 hinterlegten Formel $MP = EV - RW$, sodass im Rahmen der Berechnung der Marktprämie stets auf die jeweils konkret erlangbare „Eventualvergütung“³⁰⁸⁷ (anzulegender Wert nach § 33h EEG 2012) als Ausgangsposition abzustellen ist.³⁰⁸⁸ Die Marktprämie ist damit – wie bereits dargelegt – inhaltlich an die Mindestvergütung und ihre Fördersätze gekoppelt.³⁰⁸⁹ Diese ist ergo eine Konstante im Rahmen der Prämienberechnung.³⁰⁹⁰ Aus diesem Grund ordnet § 33h EEG 2012 auch an, dass jegliche Faktoren in die Berechnung der Marktprämie einfließen (müssen), die auch für die Mindestvergütung selbst von Bedeutung sind, vgl. allein den Wortlaut des § 33h S. 1 EEG 2012 („auch unter Berücksichtigung der §§ 17 bis 21 [EEG 2012]“³⁰⁹¹).³⁰⁹² Da die Marktprämie sonach ein (Mindest-)Vergütungsäquivalent darstellt, ist zur Evaluation der Differenzierungswirkung der Marktprämie bezogen auf die einzelnen Kriterien zunächst vor allem auf die Mindestvergütungsbemessung abzustellen. Darüber hinaus müssen – soweit verzeichenbar – weitergehende Differenzierungswirkungen seitens der Marktprämienbemessung berücksichtigt werden.

Mit anderen Worten kann im Feld der Marktprämie zunächst grundsätzlich nur von einer Differenzierung bezüglich der genannten, die

3087 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.

3088 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390 f.]; vgl. Anlage 4 Nr. 1.2 EEG 2012; siehe zudem *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 16]; siehe zur Berechnung der Marktprämie vor allem nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

3089 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.3.a.), S. 291 f.

3090 Vgl. dazu nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

3091 § 33h S. 1 EEG 2012.

3092 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 158; siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 5 f. und Rn. 9; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 33h Rn. 2 ff., *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33h Rn. 2 sowie *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 22 und vor allem nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff.

Marktintegrationsfähigkeit prägenden Kriterien ausgegangen werden, soweit auch die Mindestvergütung („nach Maßgabe der §§ 17 bis 33 [EEG 2012]“³⁰⁹³) eine diesbezügliche Differenzierung vornimmt.

bb.) Generelle Berücksichtigung des Anlagentypus

Damit ist entscheidend, ob das gestehungskostenrelevante Differenzierungskriterium des Anlagentypus von der Mindestvergütung „nach Maßgabe der §§ 17 bis 33 [EEG 2012]“³⁰⁹⁴ – und damit zugleich von der Marktprämie – eine generelle Berücksichtigung erfährt.

Betrachtet man nun die herausgestellten Kriterien, welche die Marktintegrationsfähigkeit entsprechend prägen und damit den Ausgangspunkt einer ausdifferenzierten, bedarfsgerechten Förderung bilden, ist zunächst zu prüfen, ob von der Mindestvergütung „nach Maßgabe der §§ 17 bis 33 [EEG 2012]“³⁰⁹⁵ – und damit letztlich von der Marktprämie – generell die Eigenschaften des Anlagentypus berücksichtigt werden. Ausgangspunkt der Betrachtung sollen dabei die – im Rahmen der Vergütungsbemessung relevanten – (Eventual-³⁰⁹⁶)Vergütungssätze sein.

Wird anschließend die generelle Konzeption der Mindestvergütungsfördersätze untersucht, lässt sich in den §§ 23 bis 33 EEG 2012 unmittelbar eine strikte Trennung nach Anlagenart und -typus attestieren.³⁰⁹⁷ Jede Anlagenart weist insoweit eine eigene ‚Vergütungsnorm‘ in den §§ 23 ff. EEG 2012 auf, welche primär die Höhe der je nach Anlagentypus erlangbaren Mindestvergütung festlegt. Prinzipiell soll dem Anlagenbetreiber nämlich durch die Vergütungsregelung „bei rationeller Betriebsführung ein[...] wirtschaftliche[r] Betrieb [der] Anlage [...] ermöglich[t] [werden]“^{3098,3099} Der Ermittlung und Bemessung der im EEG vorgese-

3093 BR-Drs. 341/11, S. 158.

3094 BR-Drs. 341/11, S. 158.

3095 BR-Drs. 341/11, S. 158.

3096 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15.

3097 Vgl. insoweit *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 58; *Sailer / Kantenwein*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 109.

3098 BT-Drs. 15/2864, S. 36.

3099 BT-Drs. 15/2864, S. 36; BT-Drs. 14/2776, S. 22; siehe *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 56; so *Ekardt / Hennig*, in:

nenen Vergütungssätze liegen entsprechende wissenschaftliche Studien zugrunde.³¹⁰⁰ Als „Grundlage für die Ermittlung der Vergütung [wurden dabei] insbesondere die Investitions-, Betriebs-, Mess- und Kapitalkosten eines bestimmten Anlagentyps bezogen auf die durchschnittliche Lebensdauer sowie eine marktübliche Verzinsung des eingesetzten Kapitals“³¹⁰¹ herangezogen.³¹⁰² Dies führt letztlich dazu, dass die Vergütungssätze je nach Anlagenart und damit eingesetzter Erzeugungstechnologie grundsätzlich unterschiedlich hoch ausfallen, vgl. insoweit die jeweiligen Vergütungshöhen der §§ 23 ff. EEG 2012.³¹⁰³ Die Bemessung der Vergütungssätze erfolgt dabei bundesweit einheitlich sowie ohne Berücksichtigung der individuellen Situation der Anlage respektive des Anlagenbetreibers.³¹⁰⁴ Auf eine einzelfallbezogene „Kosten- und Wirtschaftlichkeitsprüfung“³¹⁰⁵ wird / wurde vom Gesetzgeber sonach bewusst verzichtet.³¹⁰⁶

Insofern nimmt die Bemessung der Vergütung nach dem Willen des Gesetzgebers allgemein Rücksicht auf die jeweiligen Gestehungskosten der Anlagenart – und damit auf den Anlagentypus selbst. Dies wird demnach von der Marktprämie auf Grund ihrer dargelegten Ausgestaltungsweise entsprechend übernommen, sodass diese eine zumindest elementare Differenzierung nach der Anlagenart und deren Gestehungskosten in Grundzügen aufweist.

Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 5; Lehnert / Thomas, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 1 und Rn. 3.

3100 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 24.

3101 BT-Drs. 15/2864, S. 36.

3102 So BT-Drs. 15/2864, S. 36; BT-Drs. 14/2776, S. 22; Ekardt / Hennig, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 16 Rn. 5.

3103 Vgl. Oschmann, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 58; Lehnert / Thomas, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 16 Rn. 1 und Rn. 3; Sailer / Kantenwein, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, Einleitung Rn. 109; so beträgt beispielsweise die Vergütung einer Wasserkraftanlage mit einer Bemessungsleistung bis einschließlich 500 kW pro Kilowattstunde jeweils 12,7 Cent (vgl. § 23 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012), wohingegen für eine gleichgroße Anlage, die Deponiegas verstromt, lediglich 8,6 Cent pro Kilowattstunde vergütet werden (vgl. § 24 Nr. 1 EEG 2012). Für Klärgas ist in der gleichen ‚Leistungsklasse‘ nach § 25 Nr. 1 EEG 2012 wiederum ein Vergütungssatz von 6,79 Cent je Kilowattstunde vorgesehen.

3104 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36.

3105 BT-Drs. 15/2864, S. 36.

3106 Vgl. BT-Drs. 15/2864, S. 36.

c.) Lediglich allgemeine Berücksichtigung des Kriteriums der Anlagengröße

Des Weiteren ist zu prüfen, ob auch die Anlagengröße im Rahmen der Festsetzung der Mindestvergütungsfördersätze – und damit im Rahmen der Marktprämie – berücksichtigt wird. Wie aufgezeigt ist auch diese für die Marktfähigkeit von Relevanz.³¹⁰⁷

aa.) Grundsätzliche Differenzierung nach Bemessungsleistung oder installierter Leistung

Untersucht man insofern wiederum die Vergütungsvorschriften der §§ 23 ff. EEG 2012, lässt sich eine grundsätzliche Staffelung der Vergütung nach der Bemessungsleistung respektive installierten Leistung³¹⁰⁸ feststellen, vgl. auch § 18 Abs. 1 EEG 2012.³¹⁰⁹ So ist im Rahmen einer beispielhaften Betrachtung der Vorschrift des § 23 Abs. 1 EEG 2012 von Nr. 1 bis Nr. 7 ein deutliches Absinken der Vergütungshöhe bei (gleichzeitig) ansteigender Bemessungsleistung zu verzeichnen. Die Bemessungsleistung respektive installierte Leistung bildet dabei die Größe der einzelnen Erzeugungsanlagen entsprechend ab. Die Vergütungshöhe ist also umgekehrt proportional zum Anstieg der Anlagengröße ausgestaltet,³¹¹⁰ sodass auf die Anlagengröße dementsprechend grundsätzlich Rücksicht genommen wird.³¹¹¹

3107 Siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)cc.), S. 241.

3108 Ein Abstellen auf die installierten Leistung findet nur im Kontext der solaren Strahlungsenergie statt, im Rahmen der übrigen Vergütungsvorschriften wird dahingegen auf die Bemessungsleistung der jeweiligen Anlagen abgestellt, vgl. §§ 23 ff. EEG 2012 sowie insb. § 18 Abs. 1 EEG 2012.

3109 Vgl. dazu *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 59.

3110 Siehe insoweit *Oschmann*, in: Danner / Theobald, Energierecht, EEG 2012, Einführung Rn. 59.

3111 Vgl. gerade BT-Drs. 14/2776, S.23, wonach die „Differenzierung nach der elektrischen Leistung [die] höheren Stromgestehungskosten kleinerer dezentraler Anlagen [berücksichtigt](ebenda).

bb.) Eingeschränkte Differenzierung im Rahmen bestimmter Erzeugungsformen

Eine derartige Differenzierung ist jedoch nicht im Bereich der Windenergie, Gülle und Geothermie anzutreffen, vgl. § 27b sowie § 28 bis § 31 EEG 2012. Bei der Geothermie findet insoweit gar keine Differenzierung anhand der Bemessungsleistung respektive Anlagengröße statt, vgl. § 28 EEG 2012.³¹¹² Bei der Vergärung und Verstromung von Gülle existiert dahingegen lediglich eine Deckelung der Förderung auf eine bestimmte Maximalgröße der Anlage, vgl. § 27b Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012. Im Kontext der Windenergie nimmt die Anlagengröße lediglich Einfluss auf den Referenzertrag, vgl. § 29 Abs. 3 EEG 2012.³¹¹³ Hierdurch kommt es zu einer speziellen Förderung von Kleinstwindanlagen.³¹¹⁴ Die Vergütung der Windenergie ist damit nicht – wie sonst üblich – primär nach der Größe gegliedert,³¹¹⁵ sondern nach dem Faktor Zeit³¹¹⁶ und dem Standort³¹¹⁷ (Referenzertrag).³¹¹⁸

Von Bedeutung ist dabei insgesamt, dass im Rahmen der Vergütungssätze jedoch keine absoluten Ober- oder Untergrenzen anzutreffen sind, mit denen gewisse Anlagengrößen gänzlich von der Förderung ausgeschlossen werden. Insoweit kommt es an keiner Stelle zu einer Nullvergütung für sehr große Anlagen oder für äußerst kleine Anlagen.

3112 Insofern ist nicht einmal eine Leistungsobergrenze vorgesehen, siehe *Salje*, EEG 2012, § 28 Rn. 8.

3113 Vgl. auch *Schomerus*, in: Frenz / Müggendorf, EEG 2012, § 29 Rn. 39.

3114 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 29 Rn. 35.

3115 *Schomerus*, in: Frenz / Müggendorf, EEG 2012, § 29 Rn. 39; *Prall*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 29 Rn. 1.

3116 *Schomerus*, in: Frenz / Müggendorf, EEG 2012, § 29 Rn. 39; zur Vergütungsdauer sei ausführlich verwiesen auf *Prall*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 29 Rn. 59 ff.

3117 Vgl. gerade *Prall*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 29 Rn. 1 sowie Rn. 45, 49 und Rn. 60.

3118 Zur Bemessung der Vergütung im Rahmen der Windenergie (Onshore) sei ausführlich verwiesen auf *Prall*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 29 Rn. 1 und Rn. 45 ff.; *Schomerus*, in: Frenz / Müggendorf, EEG 2012, § 29 Rn. 30 ff.; *Salje*, EEG 2012, § 29 Rn. 16 ff. [insb. Rn. 25 ff.].

cc.) Zwischenergebnis

Somit nimmt die Mindestvergütung in den §§ 17 bis 33 EEG 2012 – und dementsprechend auch die Marktpremie – zwar grundlegend Rücksicht auf die Anlagengröße als prägendes Kriterium der Marktfähigkeit. Da jedoch keine Ober- und Untergrenzen existieren, können auch Anlagen gefördert werden, die auf Grund ihrer Anlagengröße entweder schon nahe an der Marktreife sind oder gar niemals eine entsprechende Marktreife erlangen werden. So kann die Obergrenze zwar faktisch durch sehr niedrige Vergütungssätze realisiert werden, eine Untergrenze ist jedoch überhaupt nicht vorhanden.

d.) Berücksichtigung der Anlagenzahl?

Über das Vorgenannte hinaus ist zu analysieren, ob das Kriterium der Anlagenanzahl (ausreichende) Berücksichtigung im Rahmen der Marktpremie erfährt. Dabei konnte bisher lediglich herausgestellt werden, dass keine unmittelbare Differenzierung nach der Anlagenanzahl im Rahmen von § 33g Abs. 1 EEG 2012 erfolgt. Insofern ist der Anspruch lediglich auf den jeweiligen Anlagenbetreiber zugeschnitten.

aa.) Einbeziehung der Regelung des § 19 EEG 2012 über den anzulegenden Wert nach § 33h EEG 2012

Gleichwohl könnte sich eine Berücksichtigung der Anlagenanzahl über die Bemessungshöhe und -weise der auszuschüttenden Marktpremie, also über den anzulegenden Wert nach § 33h EEG 2012 ergeben. So stellt die beschriebene „Eventualvergütung“³¹¹⁹ gerade den Ausgangspunkt der Berechnung der Marktpremie dar.³¹²⁰ Über die ‚Einbruchsstelle‘ des § 33h findet dabei nicht nur ein Rückgriff auf die besonderen Mindestvergü-

3119 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 4.

3120 Siehe nochmals Abschnitt D.II.3.a.), S. 291; so bereits *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33h Rn. 5; Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 15; *ders.*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § Rn. 4.

tungsvorschriften („Tarifsätze“) der §§ 23 bis 33 EEG 2012, sondern ebenso ein Rückgriff auf die allgemeinen Regeln der Mindestvergütung: §§ 17 bis 21 EEG 2012 statt.³¹²¹

Demnach wird auch die Vorschrift des § 19 EEG 2012 im Rahmen der Prämienbemessung (mittelbar) berücksichtigt,³¹²² sodass sich die Marktprämie entsprechend verringern kann.³¹²³ Nach § 19 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 gelten nämlich („für den zuletzt jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator“³¹²⁴) mehrere Anlagen ausschließlich im Rahmen der Vergütungsermittlung als eine einzige Anlage, soweit bestimmte Voraussetzungen vorliegen.³¹²⁵ Hierfür ist unter anderem nicht nur eine unmittelbare räumliche Nähebeziehung (§ 19 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2012) wie auch das Vorliegen einer gleichartigen Erzeugungsart erforderlich (§ 19 Abs. 1 S. 1 Nr. 2 EEG 2012), sondern auch die Inbetriebnahme der Anlage „innerhalb von zwölf aufeinanderfolgenden Kalendermonaten“³¹²⁶ (§ 19 Abs. 1 S. 1 Nr. 4 EEG 2012).³¹²⁷

Sinn und Zweck der Vorschrift ist es, dem Missbrauch (insbesondere im Biomassesegment) durch den Bau mehrerer kleinerer Einzelanlagen statt einer einzigen (oder mehrerer großer) Anlage vorzubeugen, sog. „Anlagensplitting“^{3128, 3129}. Denn auf diese Weise wird versucht, letztlich eine insgesamt höhere Vergütung zu erlangen, als sie das Gesetz für eine einzige (oder mehrere) große Anlage(n) auf Grund seiner

3121 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 5 f.; vgl. 33h S. 1 EEG 2012.

3122 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 9.

3123 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33h Rn. 9.

3124 § 19 Abs. 1 EEG 2012.

3125 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 1.

3126 § 19 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012.

3127 Siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 1, dort auch mit einer ausführlichen Kommentierung der einzelnen Tatbestandsvoraussetzungen in § 19 Rn. 7 ff., auf die zur weiteren Vertiefung verwiesen wird. Zu den jeweiligen Voraussetzungen sei zudem vertiefend verwiesen auf *Salje*, EEG 2012, § 19 Rn. 8 ff.

3128 BT-Drs. 16/8148, S. 50.

3129 Vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 50 (zur Vorgängernovelle des EEG 2009); so *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 4; siehe zudem *Salje*, EEG 2012, § 19 Rn. 2.

Vergütungsstaffelung nach der Anlagengröße vorsieht.³¹³⁰ Diese Einteilung in verschiedene Leistungsklassen (Vergütungsstaffelung) dient gerade der Berücksichtigung der erhöhten Stromgestehungskosten kleinerer und gleichzeitig dezentraler Erzeugungseinheiten.³¹³¹

Somit wird durch dieses fiktive Zusammenziehen der Anlagen damit nicht nur der Missbrauchsvermeidung, sondern gleichfalls den Skaleneffekten Rechnung getragen, die beim Zusammentreffen und -schluss mehrerer Anlagen auftreten.³¹³² Rechtsfolge der Regelung des § 19 Abs. 1 EEG 2012 ist insofern jedoch lediglich, dass ausschließlich die Vergütung für den zuletzt in Betrieb genommenen Generator abgesenkt wird, sollte es – im Wege der „rechnerischen Zusammenfassung mehrerer Anlagen“³¹³³ durch das Hinzutreten des ‚neuen‘ Generators zu einer Überschreitung der Bemessungsgrenzen kommen.³¹³⁴ Demnach werden die Bestandsanlagen („Bestandsgeneratoren“) nicht von dieser Herabsetzung der Fördersätze tangiert, es findet eine separate Vergütungs-bemessung statt.³¹³⁵

bb.) Evaluierung der Differenzierungswirkung des § 19 Abs. 1
S. 1 EEG 2012

Insofern könnte man zunächst davon ausgehen, dass die Anlagenanzahl zumindest gleichartiger Anlagen ausreichende Berücksichtigung findet. In die Bewertung ist jedoch mit einzustellen, dass die Voraussetzungen des § 19 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 unter anderem nach Nr. 1 eine Gleichartigkeit der Energieträger erfordern. Eine solche liegt jedoch nur bei einer reinen „Artengleichheit des Primärenergieträgers“³¹³⁶ vor.³¹³⁷ Folglich ist der Anwendungsbereich der Vorschrift bereits erheblich eingeschränkt.

3130 Vgl. BT-Drs. 16/8148, S. 50 (zur Vorgängernovelle des EEG 2009); so *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 4.

3131 BT-Drs. 16/8148, S. 50; vgl. zudem BT-Drs. 14/2776, S. 22 f.; siehe *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 4.

3132 Vgl. unter diesem Gesichtspunkt nochmals BT-Drs. 16/8148, S. 50 sowie *Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 19 Rn. 5.

3133 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 1.

3134 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 27.

3135 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 27.

3136 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 19.

3137 *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 19.

Darüber hinaus ist für das ‚Zusammenziehen‘ der Anlagen (in der Vergütungsberechnung) nach Nr. 1 (kumulativ) eine unmittelbare räumliche Nähe erforderlich. Zudem ordnet Nr. 4 ein relativ enge Inbetriebnahmeintervall der einzelnen Anlagen von lediglich zwölf Monaten an. Dies hat insgesamt zur Konsequenz, dass viele am Markt tatsächlich anzutreffenden Poolinglösungen wie beispielsweise virtuelle Kraftwerke³¹³⁸ oder sonstige Produktionsverbände³¹³⁹ – unabhängig von der Auslegung der jeweiligen Tatbestandsvoraussetzungen im Detail – auf Grund der räumlichen Distanz und / oder der gleichzeitig meist vorherrschenden Anlagen- und / oder der Energieträgerschiedenheit in der Regel gar nicht von der Vorschrift des § 19 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 umfasst werden (können). Diese sind – wie der Wortlaut schon andeutet – meist nur virtuell unmittelbar verbunden.³¹⁴⁰ In der Praxis besteht damit oft auch eine größere Distanz der jeweiligen Anlagen zueinander.³¹⁴¹ Gleichzeitig wird das Anlagenalter entsprechend differieren.

cc.) Zwischenergebnis und weitere Schlussfolgerungen

§ 19 Abs. 1 S. 1 kann somit mangels Erfüllung der gesetzten Tatbestandsvoraussetzungen keine weitreichenden Differenzierungseffekte erzielen. Die gleiche Bewertung – aber mit einer entsprechend modifizierten Argumentation – gilt für die Regelung des § 19 Abs. 1 S. 2 sowie § 19 Abs. 1a EEG 2012.

Insgesamt führt die Einbeziehung des § 19 EEG 2012 demzufolge nicht zu einer ausreichenden Berücksichtigung der Anlagenanzahl. Nur in

3138 Siehe dazu exemplarisch *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17] sowie *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329]; siehe Abschnitt E.III.1.f.jcc.) (2), S. 463 sowie vor allem Abschnitt F.III.2.a.), S. 593 ff.

3139 Vgl. beispielhaft dazu *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; sowie Abschnitt E.II.1.b.) dd.), S. 430 f.

3140 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009 S. 17 [S. 17].

3141 Vgl. exemplarisch *Fickers*, ZNER 2009 S. 17 [S. 17], wonach im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks keine zwingende unmittelbare räumliche Nähe erforderlich und somit gar eine europaweite Verteilung und Vernetzung denkbar ist; *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47], wonach zwar derzeit ein lediglich niedersachsenweites Pooling der Anlagen zu verzeichnen ist, jedoch „[d]ie Aktivitäten der Genossenschaft [...] regional nicht begrenzt [sind]“ (ebenda); *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

Einzelfällen können damit den Zusammenschlüssen und den Bündelungen mehrerer Anlagen entsprechend Rechnung getragen werden. Auch in diesem Kontext kann die Heranziehung der Mindestvergütungsnormen über § 33h EEG 2012 demnach nicht zu einer ausreichenden Differenzierung führen.

e.) Keine ausreichende Rücksichtnahme auf das Kriterium des Anlagenalters

Fraglich ist, ob die Marktprämie zumindest das Anlagenalter entsprechend berücksichtigt. Es ist insofern wiederum auf die Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung über § 33h EEG 2012 als anzulegenden Wert abzustellen.

aa.) Keine weitergehende Differenzierung im Rahmen der Mindestvergütungsbemessung

Insofern wird die Mindestvergütung für zwei Dekaden zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme der Anlage auf grundsätzlich³¹⁴² gleichbleibender Höhe ausbezahlt, vgl. § 21 Abs. 2 EEG 2012.³¹⁴³ Dies bedeutet wiederum, dass das laufende und aktuelle Anlagenalter abseits des Erreichens der Zeitraumobergrenze grundsätzlich keine besondere Berücksichtigung im Rahmen der Marktprämie über den anzulegenden Wert finden kann.

3142 Eine Verringerung des Vergütungsanspruchs – nicht jedoch eine Verkürzung des Vergütungszeitraums – kommt im Rahmen der §§ 17 bis 21 EEG 2012 lediglich im Zusammenhang mit dem Eintritt von grundsätzlich temporären Sanktionen nach § 17 EEG 2012 in Betracht. Im Rahmen der regulären Vergütungssätze und ordnungsgemäßen Erfüllung der Voraussetzungen und Pflichten ist dahingegen keine Verringerung im laufenden Vergütungszeitraum vorgesehen, siehe nochmals Abschnitt B.IV.2.a.)cc.) und dd.), S. 74 ff.; zur Regelung des § 17 EEG 2012 sei vertiefend auf die Kommentierungen von *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 17 Rn. 1 ff., *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 17 Rn. 1 ff. sowie *Salje*, EEG 2012, § 17 Rn. 1 ff. verwiesen.

3143 Siehe nochmals Abschnitt B.IV.2.a.)cc.) und dd.), S. 74 ff.; *Lehnert / Thomas*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 16 Rn. 10; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 3 und § 20 Rn. 5.

bb.) Ausnahmen von der mangelnden Differenzierung im Kontext der Windenergie

Eine Ausnahme bildet hingegen die Vergütung der Windenergie, da sich diese nicht lediglich ‚altersunabhängig‘ (primär) an der Bemessungsleistung orientiert³¹⁴⁴. So wird im Bereich der Windenergie nämlich innerhalb des laufenden Vergütungszeitraums explizit (zweifach) nach dem Anlagenalter differenziert:

Es wird einerseits anstelle der allgemeinen Grundvergütung in den ersten Jahren eine erhöhte Anfangsvergütung gewährt, vgl. § 29 und § 31 EEG 2012.³¹⁴⁵ Es handelt sich dabei um eine „Besonderheit der Vergütung von Strom aus Windenergie“^{3146, 3147} Hiermit sollen wiederum auch³¹⁴⁸ die Investitionskosten (also letztlich Kauf, Errichtung, Netzanschluss etc.) sowie die sodann stattfindende Amortisation entsprechend berücksichtigt werden.³¹⁴⁹

Andererseits findet die zweite Differenzierung nach dem Anlagenalter mit der vom Gesetzgeber nach § 30 EEG 2012 eingeräumten Möglichkeit des bonifizierten³¹⁵⁰ Repowerings für ältere Onshore-Anlagen³¹⁵¹ mit einer Inbetriebnahme vor dem 1.1.2002 statt. Repowering bedeutet dabei, dass „ältere[.], häufig abgeschriebene Anlagen durch leistungsstärkere, dem aktuellen Stand der Technik entsprechende Modelle [substituiert

3144 Eine grundsätzlich ‚anlagenaltersunabhängige‘ Orientierung der EEG-Vergütung an der Bemessungsleistung findet beispielsweise bei der Wasserkraft statt, vgl. § 23 Abs. 1 EEG 2012.

3145 Siehe zur Vergütung im Bereich der Windenergie ausführlich *Salje*, § 29 Rn. 16 ff. sowie § 30 Rn. 10 ff.; *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 29 Rn. 30 ff. sowie § 31 Rn. 6 ff.

3146 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 29 Rn. 39.

3147 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 29 Rn. 39.

3148 Ziel der Regelung ist hierbei primär, „den Bau von Windenergieanlagen trotz unterschiedlicher Windhöflichkeit im Bundesgebiet relativ gleichmäßig und flächendeckend zu fördern“ (*Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 29 Rn. 39), ebenda.

3149 Vgl. *Kahle / Reshöft*, in: Reshöft, EEG, § 29 Rn. 28; vgl. zudem *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 29 Rn. 39 sowie BT-Drs. 15/2864 S. 36.

3150 BR-Drs. 341/11, S. 141.

3151 *Salje*, EEG 2012, § 30 Rn. 6; *Schomerus*, in Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 30 Rn. 29.

werden]^{3152, 3153} Werden die in § 30 Abs. 1 festgelegten Voraussetzungen³¹⁵⁴ erfüllt, „erhöht sich die Anfangsvergütung [der substituierenden Neuanlage] um 0,5 Cent pro Kilowattstunde“³¹⁵⁵, sog. „Repowering-Bonus“³¹⁵⁶.

cc.) Zwischenergebnis

Die insofern lediglich äußerst beschränkt stattfindende Differenzierung nach dem Anlagenalter (im Rahmen der §§ 17 bis 33 EEG 2012) kann insgesamt grundsätzlich nicht genügen, um die mit dem Anlagenalter zusammenhängende Marktfähigkeit der jeweiligen Anlagen vollständig abzubilden.³¹⁵⁷ Dies bedeutet zugleich, dass auch die Gestehungskosten nicht in vollem Maße von der Marktprämie berücksichtigt werden können. Demnach findet das Anlagenalter keine ausreichende Berücksichtigung.

3152 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 30 Rn. 2.

3153 *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 30 Rn. 2.

3154 Abseits des vorgenannten Mindestalters der Anlage nach § 30 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 (Inbetriebnahme vor dem 1.1.2002), ist zudem erforderlich, dass die substituierende Neuanlage eine Nähebeziehung zu der / den zu substituierende(n) Anlage(n) aufweist, vgl. § 30 Abs. 1 EEG 2012: So müssen sich diese im selben oder zumindest in einem angrenzenden Landkreis befinden. Darüber hinaus muss eine generelle Vergütungsfähigkeit auf Seiten der zu substituierenden Anlage bestehen (§ 30 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012). Viel entscheidender ist jedoch, dass die mittels Repowering zu fördernde Anlage ihrerseits mindestens die doppelte installierte Leistung der zu substituierenden Anlagen aufweist (§ 30 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012). Gleichzeitig darf sich die absolute Anlagenanzahl durch das Repowering nicht erhöhen, vgl. § 30 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012. Darüber hinaus besteht im Rahmen der Substituierung die Pflicht, dass die zu ersetzende Anlage „höchstens ein Jahr vor und spätestens ein halbes Jahr nach der Inbetriebnahme der Repowering-Anlage vollständig abgebaut und vor Inbetriebnahme der Repowering-Anlage außer Betrieb genommen wurde.“ (§ 30 Abs. 2 EEG 2012). Zum Repowering und dessen einzelnen Voraussetzungen sei zur Vertiefung verwiesen auf *Salje*, EEG 2012, § 30 Rn. 1 ff. [insb. Rn. 4 ff.] sowie *Schomerus*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 30 Rn. 1 ff. [insb. Rn. 25 ff.].

3155 § 30 Abs. 1 EEG 2012.

3156 BR-Drs. 341/11, S. 141.

3157 Vgl. dazu nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)dd.), S. 242 f.

2. Ausreichende Berücksichtigung des Produktionsverhaltens der jeweiligen Anlagen?

Des Weiteren ist zu prüfen, ob das mit dem Anlagentypus (technischerseits) zusammenhängende Produktionsverhalten und die damit in Verbindung stehende Flexibilisierbarkeit der Fahrweise entsprechend durch die Marktpremie berücksichtigt werden. Diese(s) nimmt nämlich großen Einfluss auf die Marktteilnahmefähigkeit – was nicht nur im Rahmen des Parameters der Herbeiführung einer nachfrage- und marktgerechten Erzeugung festgestellt werden konnte.³¹⁵⁸

a.) Grundsätzliche Neutralität der Direktvermarktungsvorschriften

Stellt man insofern nochmals auf die allgemeinen Direktvermarktungsvorschriften des Teils 3a, insbesondere den Direktvermarktungsbegriff des § 33a Abs. 1 EEG 2012 ab, so ergeben sich – wie bereits zuvor dargestellt – keinerlei Beschränkungen bezüglich des Anlagentypus.³¹⁵⁹ Gleiches gilt auch entsprechend für den in § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 niedergelegten Anspruch auf Gewährung der Marktpremie. Auch dieser ist lediglich auf jeglichen EEG-Anlagenbetreiber ausgerichtet.³¹⁶⁰ Insofern findet keine Differenzierung bezüglich des Produktionsverhaltens statt.

b.) Keine eigene Differenzierungswirkung im Rahmen der Koppelung über § 33h EEG 2012

Eine Berücksichtigung des Produktionsverhaltens könnte sich jedoch aus der Bemessung der Marktpremie ergeben. Stellt man zunächst wiederum auf die über § 33h EEG 2012 eingebundenen Vergütungsvorschriften der §§ 17 bis 33 EEG 2012 ab, so wird innerhalb dieser zwar nach dem Anlagentypus unterschieden. Diese Differenzierung erfolgt jedoch

3158 Vgl. dazu nochmals Abschnitt C.VII.4.a.) S. 221 f. sowie Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff. sowie E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff., insb. S. 468 ff.

3159 Siehe nochmals Abschnitt E.VII.1.a.)aa.) S. 547 f.

3160 Siehe nochmals Abschnitt E.VII.1.a.)bb.) S. 548 f.; vgl. insoweit bereits *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 31 und Rn. 34.

lediglich bezüglich der Vergütungshöhe – und damit bezüglich der jeweiligen Gestehungskosten.³¹⁶¹ Das technischerseits mögliche Produktionsverhalten selbst erlangt im Rahmen der Vergütungshöhe hingegen keine unmittelbare Bedeutung. Dies rührt daher, dass der Anspruch auf Mindestvergütung selbst lediglich auf die Belohnung „gelieferte[r] Arbeit“³¹⁶² ausgerichtet ist.³¹⁶³ Es mangelt diesbezüglich also an einer Differenzierung bezüglich des Produktionsverhaltens.

c.) Keine Effekte durch die energieträgerspezifische Korrektur des Marktwerts ‚MW‘

Dieser gesamte Differenzierungsmangel setzt sich dabei grundsätzlich innerhalb des Marktprämienmechanismus fort: So wird zur Berechnung der Marktprämie nicht nur auf den anzulegenden Wert nach § 33h EEG 2012, sondern ebenso auf den energieträgerspezifischen Referenzmarktwert abgestellt.³¹⁶⁴ Im Rahmen dessen Berechnung erfährt der börsliche Marktpreis als Variable ‚MW‘ eine entsprechende Korrektur im Feld der fluktuierenden Energieträger,³¹⁶⁵ um den Marktwert entsprechend zu relativieren.³¹⁶⁶ Dies führt aber nicht zu einer (vollständigen) Berücksichtigung des originären Produktionsverhaltens, sondern nur zu einer Anpassung der Prämie an die tatsächliche Marktpreislage im regulären Einspeisezeitpunkt.³¹⁶⁷ Es wird daher nur in geringen Umfang auf das eigentliche Produktionsverhalten (Einspeisung der Solarenergie zu Hochpreis- und Peakzeiten)³¹⁶⁸ abgestellt.

3161 Vgl. insoweit nochmals Abschnitt E.VII.1.b.)bb.), S. 551.

3162 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 40.

3163 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.IV.2.a.)aa.), S. 73; siehe zudem A.I.2., S. 49.

3164 Siehe insoweit zur Berechnung der Marktprämie nochmals Abschnitt D.II.3., S. 291 ff. sowie *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 12 ff. und *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390 f.].

3165 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390] sowie vor allem nochmals Abschnitt D.II.3.b.)aa.), S. 293.

3166 Siehe *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

3167 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

3168 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 390].

d.) Minimale Effekte durch die Differenzierung im Rahmen der Managementprämie

Bei der Prämienberechnung wird zudem im Rahmen der Managementprämie zwischen fluktuierenden und steuerbaren Energieträgern differenziert, insofern erhalten die fluktuierenden Energieträger eine deutlich erhöhte Managementprämie.³¹⁶⁹ Hierdurch sollen die erhöhten prognostischen Anforderungen wie auch das erhöhte Risiko der Beziehung von Ausgleichsenergie entsprechende Berücksichtigung finden, welche sich aus der Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot und dem daraus resultierenden Produktionsverhalten der jeweiligen Anlagen ergeben.³¹⁷⁰ Demnach weist die Marktpremie zumindest eine gewisse Differenzierungswirkung auf.

e.) Direktvermarktungs- und „einspeiseabhängige Gewährung der Marktpremie“³¹⁷¹ nach § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012

Die vorgenannten limitierten Differenzierungseffekte werden jedoch durch die „einspeiseabhängige Gewährung der Marktpremie“³¹⁷² vollumfänglich aufgehoben: Insofern wurde bereits deutlich, dass die Koppelung der Marktpremie an eine erfolgreiche Direktvermarktung wie auch Einspeisung und ‚Drittabnahme‘ gerade nicht die Schwankungen des Primärenergieträgerangebots und das Ausbleiben entsprechender Einnahmen und Vermarktungsmöglichkeiten in derartigen Intervallen berücksichtigen kann.³¹⁷³ So führt die vorgenannte „einspeiseabhängige Gewährung der Marktpremie“³¹⁷⁴ bei den fluktuierenden Energieträgern auf Grund der unzureichenden Berücksichtigung realiter kaum verzeichnen-

3169 Siehe *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; siehe zu den jeweiligen Managementprämiensätzen nochmals Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 295 ff., insb. Tabelle 1 auf S. 297; so zudem zur generellen Differenzierung *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 29.

3170 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; vgl. zudem *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33g Rn. 29.

3171 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

3172 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

3173 Siehe insoweit nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff. sowie Abschnitt E.III.3.f.), S. 489.

3174 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

barer Grenzkosten letztlich dazu, dass eine mindestvergütungsäquivalente Stromproduktion ermöglicht wird.³¹⁷⁵ Darüber hinaus konnte gerade bei den steuerbaren Energieträgern aufgezeigt werden, dass die Marktprämie in ihrer (im Gesetz gefundenen) Ausgestaltung an der tatsächlichen Realität der Anlagenausgestaltung vorbeigeht.³¹⁷⁶

So wird auch nicht unmittelbar berücksichtigt, dass Zusammenschlüsse zu virtuellen Kraftwerken oder das generelle Bilden eines Anlagenpools zu Verbesserungen bei der Einspeisung führen³¹⁷⁷. Es wird anscheinend vielmehr eine stetige Produzierbarkeit des Stroms unterstellt.³¹⁷⁸ Daher rührt auch die Gewährung der Marktprämie in Abhängigkeit von Einspeisung³¹⁷⁹ und Drittannahme. Diese führte letztlich dazu, dass die Marktprämie die Eigenschaften des jeweiligen Anlagentypus und des zugrunde liegenden (möglichen) Produktionsverhaltens überhaupt nicht berücksichtigt,³¹⁸⁰ sodass zugleich die zu verzeichnenden Positiveffekte im Rahmen der Differenzierung aufgehoben werden. Insbesondere die im Rahmen der EEG-Novelle geäußerten Bedenken im Bereich der fluktuierenden Energieträger haben sich damit erfüllt.³¹⁸¹ Insgesamt konstatierte die Literatur insofern bereits zum (damals gesetzlich noch nicht umgesetzten) Modell der Marktprämie vollkommen zu Recht, dass die „einspeiseabhängige Gewährung“³¹⁸² einen „zentrale[n] Kritikpunkt“³¹⁸³ darstellt.³¹⁸⁴

3175 Siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff. sowie Abschnitt E.III.3.f.), S. 489.

3176 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff., insb. S. 468 ff.

3177 Siehe dazu exemplarisch *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17]; *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 und insb. S. 332].

3178 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.) (1) S. 455.

3179 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

3180 Siehe dazu nochmals insgesamt Abschnitt E.III.1.f.) S. 453 ff., insb. Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff. und Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff. sowie E.III.3.f.), S. 489.

3181 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 10 f.]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 Fn. 80]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 35; siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)dd.), S. 464.

3182 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

3183 *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

3184 Vgl. *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [S. 24].

3. Differenzierung im Bereich Biogas durch die Flexibilitätsprämie?

Um die Untersuchung des Parameters abzuschließen, ist noch (kurz) zu analysieren, ob die Flexibilitätsprämie die vorgenannten Differenzierungskriterien (ausreichend) berücksichtigt. Da es sich bei der Flexibilitätsprämie lediglich um ein additionalles Förderinstrument zur Marktpremie handelt,³¹⁸⁵ welche auf eine bedarfsgerechte Verlagerung der Produktion und die dafür notwendige Steigerung der Erzeugungskapazität bei Biogasanlagen hinwirken soll,³¹⁸⁶ könnte es durch eine solche Koppelung zu einer Verbesserung der bislang unzureichenden Differenzierung im Rahmen der Marktpremie kommen.

Zwar stellt die Flexibilitätsprämie an keiner Stelle auf die Faktoren ab, welche die Gestehungskosten prägen. Demgegenüber wird jedoch im Kontext des Produktionsverhaltens explizit Rücksicht auf die bisherige mangelnde bedarfsgerechte Ausrichtung der Anlagen genommen.³¹⁸⁷ Folglich berücksichtigt die Flexibilitätsprämie das Produktionsverhalten zumindest bezüglich der technischen Ausrichtung. Es kommt insofern zu einer punktuellen Verbesserung der vorgenannten Ergebnisse.

4. Zwischenergebnis und Konsequenzen mangelnder Differenzierung

a.) Zwischenergebnis

Im Rahmen der Parameteruntersuchung hat sich gezeigt, dass innerhalb des Systems der prämierten Direktvermarktung zwar grundsätzlich nach Anlagentypus und in gewissem Maße nach der Anlagengröße unterschieden wird. Dahingegen findet keine ausreichende Differenzierung nach Anlagenzahl und vor allem grundsätzlich auch nicht nach

3185 Vgl. § 33i Abs. 1 EEG 2012 „ergänzend zur Marktpremie“ (ebenda); siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.) und b.), S. 312 f.

3186 Siehe BR-Drs. 341/11, S. 91; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 15 f.]; *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 3; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33i Rn. 1; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; siehe zudem nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt E.III.2.b.), S. 472 f.

3187 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 394]; siehe zudem Abschnitt E.III.2.b.), S. 472 f.

dem technisch möglichen Produktionsverhalten statt. Dies bedeutet schließlich, dass die prämierte Direktvermarktung die tatsächliche Markt- und Integrationsfähigkeit der ‚Adressaten‘ nur in stark begrenztem Maße berücksichtigen kann. Betrachtet man die gefundenen Teilergebnisse insoweit isoliert von den vorherigen Parameterergebnissen, muss die marktintegrative Erfolgswirkung der marktpremierten Direktvermarktung bereits deshalb in Zweifel gezogen werden.

b.) Fehlförderung von marktfähigen und marktunfähigen Anlagen

Die mangelnde Differenzierung der marktpremierten Direktvermarktung insbesondere im Kontext der Anlagengröße hat erhebliche Auswirkungen auf die Effektivität (wie auch Effizienz) der eingesetzten Fördermittel. So ist insgesamt auf Grund der mangelnden Differenzierung insbesondere bezüglich der Anlagengrößen (grundsätzlich keine Ober- und Untergrenzen der Förderung) und Anzahl, des Anlagenalters, der Betreibergröße wie auch insbesondere des Produktionsverhaltens zu befürchten, dass bereits recht marktnahe Anlagen überfordert werden und wiederum nicht marktfähige Anlagen eine Unter- beziehungsweise Fehlförderung erfahren. Es droht sonach ‚vollständige‘ Ineffizienz der Förderung.

Dieser Befund wird auch durch die bisherigen Ergebnisse, insbesondere die absolute Dominanz der Windenergie³¹⁸⁸ praktisch unterstrichen. Der entstandenen Monokultur steht dabei gleichzeitig gegenüber, dass die marktpremierte Direktvermarktung auf Grund der mangelnden Berücksichtigung der tatsächlichen Gegebenheiten gerade nicht auf eine bedarfsgerechte Produktion hinwirken konnte.³¹⁸⁹ Es ist damit äußerst fraglich, warum diese Energieträger gefördert werden, soweit sie gar nicht zur Umstellung ihrer Produktion in der Lage sind.³¹⁹⁰ Dies kann letztlich auch spürbar negative Auswirkungen auf die Systemstabilität mit sich bringen, da gerade eine strenge Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot vorherrscht.

3188 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.d.) und f.) sowie D.I.2.h.)bb.), S. 274 ff.; siehe zudem zum ersten Halbjahr *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328 ff.].

3189 Siehe insoweit nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff.; vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332 und S. 334].

3190 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332 und S. 334].

Gleichzeitig wird dem Instrument der Marktprämie in diesem Kontext von der Literatur vorgehalten, dass sie insofern lediglich zu einer Förderung der großen Akteure führe und sich negativ auf die „Anbietervielfalt“³¹⁹¹ auswirken würde.³¹⁹² Auch dies kann auf eine nicht ausreichend differenzierende Förderung zurückgeführt werden.

Insgesamt wird damit deutlich unterstrichen, dass die mangelnde Differenzierung im Rahmen der Marktprämie einer vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien entgegensteht.

c.) Parameterergebnis

Somit genügt die getroffene Ausgestaltung der Förderung nicht dem Parameter der Differenziertheit, was wiederum erhebliche Auswirkungen auf die vollständige Marktintegration erneuerbarer Energien mit sich bringt. So führt vor allem die korrekturlose Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung dazu, dass die Marktfähigkeit und Marktposition der einzelnen Anlagenbetreiber nicht klar abgebildet werden kann. Ihnen wird damit zugleich ein falsches Bild ihrer Marktreife suggeriert. Dies steht dem Prozess der Marktintegration erneuerbarer Energien inhaltlich deutlich entgegen.

Des Weiteren ist zu konstatieren, dass die mangelnde Differenzierung auch nicht durch wirtschaftliche Erwägungen respektive das ökonomische Prinzip gerechtfertigt werden kann. Die vorgenannten Kriterien hätten im Rahmen einer allgemeine Ausgestaltung grundsätzlich in das Fördersystem mit einfließen können. So wäre es beispielsweise möglich gewesen, das Fördersystem nur auf bestimmte Akteure (Mindestgrößen, Produktionsverhalten, ec.) anzuwenden. Darüber hinaus ist festzustellen, dass die mangelnde Differenzierung ebenso wenig zu einer Rechtfertigung der vorherrschenden hohen Komplexität des Fördersystems führen kann (grundsätzlich Verstoß gegen das Parameter der Vermeidung überkomplexer Systeme).

3191 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

3192 Siehe *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16 f.]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

F. Abschließende Bewertung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung

Anknüpfend an die Ergebnisse der allgemeinen wie auch der besonderen Parameter kann schließlich beantwortet werden, ob das System der Direktvermarktung einen Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten kann oder gar vollständig zu einem solchen Ergebnis führt. Hierfür gilt es die Ergebnisse der vorgenannten Parameter zunächst zu rekapitulieren. Bevor diese jedoch positiven Eingang in die Gesamtbewertung finden können, sind sie noch am Kriterium der Nachhaltigkeit zu messen. Denn nur dann können sie auch einen wirksamen Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten.³¹⁹³ Insgesamt kann sodann bewertet werden, ob das System der Direktvermarktung zu einer Steigerung der ökonomischen Effizienz führt.

I. Generelle marktintegrative Wirkung der prämierten Direktvermarktung

1. Das Direktvermarktungssystem als unzureichende Grundlage

Rekapituliert man insofern die Ergebnisse der allgemeinen Anforderungen an ein Fördersystem als Basis zur Herbeiführung der Marktintegration (allgemeine Parameter), so ließ sich bereits ein ‚durchwachsendes‘ Ergebnis attestieren.

a.) Monokulturelle Anreizsetzung und Nutzung

Bereits zu Beginn der Prüfung konnte dem Direktvermarktungssystem zwar ein genereller Nutzungserfolg attestiert werden, der insbesondere eine deutliche Steigerung gegenüber der Inanspruchnahme der Direktvermarktung unter der Vorgängerregelung des § 17 EEG 2009 darstellt.³¹⁹⁴ Dieser bleibt dabei jedoch lediglich auf die Form der prämierten Direkt-

3193 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.5.a.), S. 199 f.

3194 Siehe Abschnitt D.I.2.a.), S. 260 ff.

vermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 beschränkt, sodass die übrigen Direktvermarktungsformen der grünstromprivilegierten wie auch sonstigen Direktvermarktung keinen Beitrag zur vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten können.³¹⁹⁵ Gleichzeitig wird die (prämierte) Direktvermarktung in absoluter Dominanz von dem Primärenergieträger der Windkraft genutzt, sodass weder eine ausdifferenzierte Nutzung noch eine vollumfängliche Anreizsetzung wie auch Nutzung attestiert werden konnten.³¹⁹⁶

b.) Weitere (Nicht-)Erfüllung allgemeiner Parameter

Neben den vorgenannten Negativa genügt die (prämierte) Direktvermarktung auch nicht vollständig dem Kriterium der Selbstlernfähigkeit,³¹⁹⁷ sie weist vielmehr ein beschränktes Anpassungspotenzial und unzureichende Evaluationsmaßnahmen auf.³¹⁹⁸ Darüber hinaus ließen sich spürbare Verstöße gegen die Vermeidung überkomplexer Systeme attestieren.³¹⁹⁹ Von hoher Relevanz für die Gesamtbewertung ist dabei jedoch insbesondere der zu konstatierende eklatante Verstoß gegen das Gebot der Mehrkostenvermeidung^{3200, 3201}. Somit lässt die prämierte Direktvermarktung bereits ohne Berücksichtigung ihrer etwaigen besonderen marktintegrativen Effekte kaum eine positive Gesamteffizienz erwarten.

Gleichwohl können der (prämierten) Direktvermarktung nicht nur negative Eigenschaften angelastet werden. Als ausdrücklich positiv ist hervorzuheben, dass die Direktvermarktung vollständig dem Kriterium der (Selbst)Erhaltung ihrer Funktionsfähigkeit genügt.³²⁰² Sie weist insofern wirksame Mechanismen zur Vermeidung von Miss- wie auch Fehlgebrauch auf und unterbindet zugleich kurzzeitige Mitnahme-

3195 Siehe Abschnitt D.I.2.b.) und c.), S. 267 ff.

3196 Siehe Abschnitt D.I.2.d.) bis h.) sowie D.I.3., S. 274 ff.

3197 Siehe Abschnitt D.III., S. 318 ff.

3198 Siehe Abschnitt D.III., S. 318 ff.

3199 Siehe Abschnitt D.IV., S. 370 ff.

3200 *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, Folie 13; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt C.VI.7.c.), S. 208.

3201 Siehe Abschnitt D.II., S. 287 ff.

3202 Siehe Abschnitt D.V., S. 382 ff.

effekte.³²⁰³ So erkaufte sich der Gesetzgeber letztlich eine erfolgreiche (Selbst)Erhaltung der Funktionsfähigkeit mit einem Verstoß gegen das Kriterium der Vermeidung überkomplexer Systeme.³²⁰⁴

2. Besondere marktintegrative Effekte durch das Direktvermarktungssystem?

Nachdem im Vorhinein eine Ausgangsbasis mit recht eingeschränkter Solidität attestiert wurde, sind nun die besonderen Parameter zu betrachten. Nur soweit diese überwiegend erfüllt würden, könnte ein Aufwiegen der vorgenannten negativen Ergebnisse erfolgen.

a.) Limitierte Positiveffekte im Kontext der besonderen Parameter

Insofern konnte herausgestellt werden, dass die (prämierte) Direktvermarktung zwar eine unmittelbare Teilnahme am Strommarkt voraussetzt, wobei zugleich ein grundsätzlicher Zugang zu allen Handelsplätzen und Handelsprodukten eingeräumt wird und somit keine besonderen Restriktionen auferlegt werden.³²⁰⁵ Stellt man dies mit der verzeichenbaren Nutzung in Zusammenhang, so führt die prämierte Direktvermarktung zumindest zu einer entsprechend starken Marktteilnahme der ‚Integranden‘, wobei dies realiter jedoch fast nur Windenergieanlagen sind.³²⁰⁶

Außerdem ließ sich darlegen, dass die Direktvermarktung einerseits Möglichkeiten zur Vernetzung der Akteure auf dem Strommarkt zulässt sowie sogar mittelbar entsprechend fördert.³²⁰⁷ Insofern konnten entsprechende Vernetzungen der Anlagenbetreiber primär mit „professionelle[n] Vermarktern“³²⁰⁸ wie auch in sonstiger Form festgestellt werden.³²⁰⁹

3203 Siehe Abschnitt D.V., S. 382 ff.

3204 Siehe Abschnitt D.V.4., S. 397 f.

3205 Siehe Abschnitt E.I., S. 401 ff.

3206 Siehe Abschnitt E.I.4., S. 419 f.

3207 Siehe Abschnitt E.II., S. 420 ff.

3208 *Lüdemann / Ortman, ZNER* 2012, S. 325 [S. 330].

3209 Siehe Abschnitt E.II.1.b.), S. 422 ff.

b.) Nichterfüllung der relevanten marktintegrativen Kriterien

Diesen positiven Effekten steht jedoch negativ entgegen, dass die prämierte Direktvermarktung die durch die marktintegrationsrelevanten Parameter gesetzten Anforderungen nicht erfüllt: So ließ sich vor allem nachweisen, dass die prämierte Direktvermarktung im Rahmen der fluktuierenden Energieträgern – und somit insbesondere bei der dominanten Erzeugungsform der Windenergie – weder zu einer bedarfsgerechten Produktion und dem damit verbundenen Anbieterverhalten führt noch ein derartiges Verhalten überhaupt irgendwie fördert.³²¹⁰ Im Gegensatz dazu ließ sich bei den steuerbaren Energieträgern zwar eine grundsätzlich Steuerwirkung der prämierten Direktvermarktung attestieren, welche jedoch weitestgehend an der technisch-wirtschaftlichen Realität der Anlagenausrichtung scheitert.³²¹¹ Auf Grund der minimalen Nutzung der Flexibilitätsprämie wird jedoch – trotz theoretisch positiver Gesamteffekte – auch in Zukunft bei den steuerbaren Energieträgern kaum mit einer bedarfsgerechten Fahrweise und mit einem damit verbundenen Anbieterverhalten zu rechnen sein, sodass auch diesbezüglich ein weitestgehendes Scheitern der prämierten Direktvermarktung zu konstatieren ist.³²¹²

Neben dem Vorgenannten führt die prämierte Direktvermarktung keine anbieterseitigen Preisanpassungen herbei, sie hat also keine anbieterpreissenkende Wirkung.³²¹³ Ebenso wenig gelingt es der prämierten Direktvermarktung, den jeweiligen Integranden die markttypischen Risiken vollständig zu vermitteln.³²¹⁴ Es findet lediglich eine begrenzte Risikovermittlung im Feld der steuerbaren Energieträger statt.³²¹⁵ Vielmehr kreiert das System der Direktvermarktung gar selbst entsprechende fördersystemspezifische Risiken, welche ein entsprechendes Integrationshemmnis für den jeweiligen Anlagenbetreiber darstellen.³²¹⁶ Damit zeigt sich nochmals deutlich, dass es sich bei der prämierten Direktvermarktung um einen künstlichen Mechanismus handelt, der

3210 Siehe Abschnitt E.III.1., S. 444 ff., insb. Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff.

3211 Siehe Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff.

3212 Siehe Abschnitt E.III.2., S. 471 ff.

3213 Siehe Abschnitt E.IV., S. 492 ff.

3214 Siehe Abschnitt E.V., S. 498.

3215 Siehe Abschnitt E.V.3., S. 507 ff.

3216 Siehe Abschnitt E.VI., S. 512 ff.

gleichwohl die Effekte der Mindestvergütung ‚in einem anderen Gewand‘ fortsetzt.

3. Gesamtbewertung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung

a.) Kein Bewirken vollständiger Marktintegration

Insgesamt kann damit attestiert werden, dass die Marktprämie gerade bei den besonderen marktintegrativen Parametern i.e.S. scheitert. So wiegt insbesondere die mangelnde Herbeiführung einer bedarfsgerechten Produktion im Kontext der fluktuierenden erneuerbaren Energien besonders schwer, da diese den Hauptteil der in Deutschland installierten Anlagenleistung darstellen.³²¹⁷ Demnach kann das System der prämierten Direktvermarktung zumindest keine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien herbeiführen.

b.) Ursache: Mangelnde Differenzierung der Ausgangssituation der Integranden

Die mangelnde vollständig-marktintegrative Wirkung der prämierten Direktvermarktung ist dabei insgesamt auf die mangelnde Ausdifferenzierung der Förderung zurückzuführen. Denn auch bezüglich dieser Anforderung ist der Gesetzgeber gescheitert.³²¹⁸ Er hat die Ausgangslage der einzelnen Anlagenbetreiber lediglich rudimentär berücksichtigt.³²¹⁹ Diese teilweise sehr oberflächliche Berücksichtigung führt nachher dazu, dass es in weiten Teilen der Förderung überhaupt nicht zu den gewünschten und anvisierten Effekten kommt.³²²⁰ Demgemäß ist die zum weitläufigen Scheitern der marktintegrativen Bestrebungen letztlich führende mangelnde Differenzierung der Förderung als Hauptkritikpunkt anzuführen.

3217 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13.

3218 Siehe Abschnitt E.VII., S. 546 ff.

3219 Siehe Abschnitt E.VII., S. 546 ff.

3220 Siehe insoweit nochmals Abschnitt E.VII.4.b.) und c.), S. 567 f.

c.) Positive marktintegrative Effekte durch das Fördersystem prämierter Direktvermarktung

Insgesamt ließen sich insofern lediglich folgende Positiveffekte des Fördersystems der prämierten Direktvermarktung herausstellen, welche zumindest noch einen positiven Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien leisten könnten. Diese sind nachfolgend gelistet zusammengefasst:

- + Generelle Teilnahme der fluktuierenden und steuerbaren Energieträger am Strommarkt
- + Bildung von Kooperationen und Vernetzungen insbesondere im Kontext fluktuierender Energieträger – wenn auch in weiten Teilen nur mit / über „professionelle Vermarkter“³²²¹
- + Beschränkte Steuerwirkung im Bereich der Bedarfsgerechtigkeit bei den steuerbaren Energieträgern durch Markt- und Flexibilitätsprämie (soweit kein ‚risikoloses‘ Zwischenhandelsmodell³²²² wahrnehmbar / gewählt)
- + Beschränkte Vermittlung von Marktrisiken für den Anlagenbetreiber (soweit kein ‚risikoloses‘ Zwischenhandelsmodell³²²³ wahrnehmbar / gewählt)

d.) Nachhaltigkeit der Förderung oder „Rosinenpicken“³²²⁴ 2.0?

Damit diese grundsätzlich begrüßenswerten Effekte auch entsprechend positiven Eingang in die abschließende Gesamtbewertung des Fördersystems der Direktvermarktung finden können, müssen sie noch dem Parameter der Nachhaltigkeit genügen.³²²⁵ So wurde bereits im Rahmen

3221 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 330].

3222 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3223 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3224 BMU, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso Altrock / Oschmann, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, § 17 Rn. 4.

3225 Insoweit werden die Parameter, welche lediglich zu negativen Ergebnissen geführt haben, von dem Kriterium der Nachhaltigkeit ausgeklammert. Diese fließen bereits negativ in die Gesamtbewertung ein. Das Kriterium der Nachhaltigkeit kann insoweit von Anfang an gar keine Wirkung entfalten („Unmöglichkeit“).

der Parameterherleitung dargelegt, dass ein Fördersystem nur dann zur vollständigen Marktintegration erneuerbarer Energien führen respektive beitragen kann, soweit seine Effekte von nachhaltig anhaltender Dauer sind.³²²⁶ Demzufolge darf es sich bei den positiven Effekten des Fördersystems nicht um Kurzfristeffekte handeln, die sofort entfallen, soweit die Förderung nicht mehr genutzt, zurückgestuft respektive abgeschafft wird. Mit anderen Worten müssen die Effekte des Fördersystems damit auch förderunabhängig zukünftig bestehen bleiben und dauerhaft anhalten.³²²⁷

aa.) Langfristige Nutzung als Grundbedingung jeglicher Nachhaltigkeit

Als Grundvoraussetzung der Nachhaltigkeit wurde neben der Vermeidung von kurzfristigen Mitnahmeeffekten vor allem die Langfristigkeit der Fördersystemnutzung identifiziert.³²²⁸ Dies rührt daher, dass jegliche der vorgenannten Effekte auf den Mechanismus des Fördersystems zurückzuführen sind. Eine Teilnahme am Strommarkt erfolgt nämlich nur dann, soweit auch das Fördersystem der (marktpremierten) Direktvermarktung seitens des ‚Integranden‘ genutzt wird.³²²⁹ Die Marktteilnahme ist zugleich unmittelbare Voraussetzung zur Bildung von Kooperationen am Markt und zur Vernetzung der jeweiligen Adressaten mit den übrigen Marktteilnehmern. Gleichzeitig kann das Fördersystem nur bei der Kombination aus Fördersystemnutzung und damit einhergehender Marktteilnahme seine (begrenzten) Steuereffekte bei den nicht-fluktuierenden Energieträgern herbeiführen sowie im genannten Maße dem Adressaten als Marktteilnehmer die Risiken des Marktes vermitteln. Letztlich können also nur im Falle einer langfristigen Nutzung überhaupt entsprechende Lerneffekte bei den Fördersystemadressaten eintreten, die sodann zu einer Nachhaltigkeit der vorgenannten Effekte führen.

3226 Siehe Abschnitt C.VI.5.a.), S. 199 f.

3227 Siehe Abschnitt C.VI.5.a.), S. 199 f.

3228 Siehe Abschnitt C.VI.5.b.), S. 199 f.

3229 Siehe insoweit nochmals Abschnitt C.VI.5.b.), S. 199 f.

bb.) Langzeitbindung durch die allgemeine Ausgestaltung der Direktvermarktung?

Demnach ist zu prüfen, ob und inwieweit das System der prämierten Direktvermarktung langfristig von den ‚Integranden‘ als Adressaten der Förderung genutzt werden wird. Für die langfristige Nutzung eines Fördersystems ist zunächst grundsätzlich entscheidend, ob das Fördersystem auf Grund seiner Ausgestaltung selbst eine langfristige Bindung und Fördersystemnutzung anordnet.

(1) Grundsätzlich keine unmittelbare Langzeitbindung

Insofern sollte man sich nochmals vor Augen führen, dass das gesamte System der Direktvermarktung grundsätzlich optional³²³⁰ ausgestaltet ist.³²³¹ Ein Rückwechsel in die Mindestvergütung unterliegt damit lediglich der Einhaltung der „Wechselmodalitäten“³²³² des § 33d EEG 2012 und kann somit (ausgehend vom Zeitpunkt der ‚Wechselentscheidung‘) spätestens nach beinahe zwei Monaten erfolgen.³²³³ Diese kurzen Wechselfristen können im Zusammenwirken mit der grundsätzlich Optionalität³²³⁴ der Direktvermarktung folglich keine unmittelbare Langfristbindung bewirken. Dies bedeutet somit, dass die Anlagenbetreiber bei nachlassender Anreizwirkung und aus ihrer Sicht mangelnden

3230 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 6].

3231 Siehe nochmals Abschnitt D.I.1.a.) und b.), S. 250 ff.

3232 *Slwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

3233 Siehe Abschnitt D.V.2.b.), S. 393 ff.; siehe zu den „Wechseltermine[n] und Wechselfristen“ (*Salje*, in: in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33d Rn. 2) nochmals ebenda, Rn. 2 ff., *Salje*, EEG 2012, § 33d Rn. 3 ff.; *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33d Rn. 1 und Rn. 8 sowie *Ekdart / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33d Rn. 2 f. als auch *Hinsch / Holzappel*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 61 ff. und *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33d Rn. 1 und Rn. 3 ff.

3234 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 6].

Gewinnchancen jederzeit³²³⁵ in den ‚sicheren Hafen der Mindestvergütung‘ zurückkehren können.³²³⁶ Sie können sich also stets auf die Mindestvergütung als ‚Auffanginstrument‘ verlassen.

(2) Ausnahme: Direktvermarktungsverpflichtete Biogasneuanlagen

Eine Ausnahme ergibt sich jedoch im Bereich derjenigen großen Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von über 750 Kilowatt, welche ab dem 1.1.2014 in Betrieb genommen worden sind und deshalb zwangsweise an der Direktvermarktung teilnehmen müssen.³²³⁷ Für diese belässt das System der Direktvermarktung gerade keine permanente Rückwechselfähigkeit in die Mindestvergütung. Da diese permanent direktvermarkten müssen, besteht allein bezüglich dieser Gattung von Anlagen eine langfristige Bindungswirkung.

(3) Ausnahme: Flexibilitätsprämie

Darüber hinaus entwickelt auch die Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen eine gewisse Langfristbindung. Sie ordnet insofern an, dass der jeweilige Biogasanlagenbetreiber für den gesamten maximal zehnjährigen Förderzeitraum in der Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 verbleiben muss, da ansonsten der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie für die Zukunft vollständig entfällt.³²³⁸

3235 Insofern wird die Einhaltung des zwanzigjährigen Vergütungszeitraums zuzüglich Inbetriebnahmejahr (§ 21 Abs. 2 S.1 EEG 2012) unterstellt, da ansonsten weder ein Anspruch auf Mindestvergütung noch auf Marktprämie bestünde.

3236 Vgl. gerade *Sellmann*, in: Reshöft, EEG, § 17 Rn. 34 sowie *Altrock / Oschmann*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33a Rn. 15, wonach die Rückwechselfähigkeit in die Mindestvergütung vom Gesetzgeber ausdrücklich zur Beschränkung wirtschaftlicher Risiken vorgesehen ist.

3237 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; vgl. zudem BR-Drs. 341/11, S. 137; siehe zum Direktvermarktungszwang derartiger Anlagen vor allem nochmals Abschnitt D.I.1.c.), S. 253.

3238 So – zu Recht – *Ekarde / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 33i Rn. 14; vgl. BR-Drs. 341/11, S. 159; siehe dazu vor allem ausführlich Abschnitt D.V.1.c.)bb.) und cc.), S. 387 ff.

(4) Zwischenergebnis

Folglich besteht im Rahmen der (prämierten) Direktvermarktung – außerhalb des Bereichs der (großen) Biogas(neu)anlagen – grundsätzlich keine langfristige Bindung.

cc.) Die Möglichkeit der Mehreinnahmenerzielung als relevantes Kriterium

Da das Fördersystem selbst keine Langzeitbindung anordnet, kann sich eine langfristige Bindungswirkung nur noch aus dem der prämierten Direktvermarktung zugrunde liegenden Anreizmechanismus ergeben. Diesbezüglich konnte im Rahmen der vorangegangenen Ausführungen gerade dargelegt werden, dass der Anreiz der marktprämierten Direktvermarktung auf Seiten der Anlagenbetreiber allein darin liegt, Mehreinnahmen gegenüber der regulären Einspeisevergütung einzufahren.³²³⁹ Des Weiteren konnte im Rahmen des Kooperationsparameters in diesem Kontext ebenfalls aufgezeigt werden, dass die vorgenannte, sich im Verhältnis zur Mindestvergütung ergebende Mehreinnahmemöglichkeit letztlich die Geschäftsgrundlage für das Modell des Zwischenhandels³²⁴⁰ darstellt.³²⁴¹ Dieses wiederum verstärkt die ursprüngliche Anreizfunktion der prämierten Direktvermarktung weiter.³²⁴²

dd.) Degression der Managementprämie (P_M') vs. Anreizwirkung und „Handlingkosten“³²⁴³

Grundsätzlich könnte sich aus der vorgenannten Mehreinnahmemöglichkeit ergo eine langfristige Bindungswirkung ergeben. Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass den jeweiligen Anlagenbetreibern – und damit

3239 Siehe Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.; vgl. *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

3240 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3241 Siehe Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 426 f.

3242 Siehe Abschnitt E.II.3., S. 442.

3243 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

auch den „professionelle[n] Vermarkter[n]“³²⁴⁴ – die vorgenannten Mehreinnahmemöglichkeiten zukünftig erhalten bleiben. Diesbezüglich ist jedoch anzumerken, dass die im Rahmen der Marktprämie als Teilinstrument vorgesehene Managementprämie (P_M), welche im Zusammenwirken mit der „gleitende[n] Prämie“³²⁴⁵ die genannten Mehreinnahmen ermöglicht,³²⁴⁶ selbst einer entsprechenden Degression unterworfen ist.³²⁴⁷ Diese Degression führt dabei zu einem jährlichen Herabsinken der Managementprämie, wobei im Rahmen der fluktuierenden Energieträger mittels der MaPrV noch eine weitere Verschärfung der Degression herbeigeführt wurde.³²⁴⁸ So war im Rahmen der fluktuierenden Energieträger für das Jahr 2012 eine Managementprämie von 1,20 Cent pro kWh vorgesehen gewesen,³²⁴⁹ welche im Rahmen der Degression bis zum Jahr 2015 auf 0,50 Cent pro kWh bei fernsteuerbaren Anlagen respektive auf 0,30 Cent bei nicht-fernsteuerbaren Anlagen absinken wird.³²⁵⁰ Bei den steuerbaren Energieträgern sieht die Degression der Managementprämie (nach wie vor) ein Absinken von 0,30 Cent pro kWh im Jahr 2012 auf 0,225 Cent ab dem Jahr 2015 vor.³²⁵¹

3244 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

3245 Lehnert, ZUR 2012, S. 4 [S. 11]; Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 326].

3246 Siehe nochmals D.I.1.d.)aa.), S. 254 f.

3247 Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; Ekardt / Hennig, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 20; Wustlich, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 590]; vgl. zudem Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 11]; siehe vor allem Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 295 ff., insb. Tabelle 1 auf S. 297.

3248 Siehe dazu Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 296 sowie gerade Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 590]; vgl. zur MaPrV bereits Hartwig, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 19.

3249 Vgl. Anlage 4 Nr. 2.2.3 sowie Nr. 2.4.3 EEG 2012; Wustlich, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 42 siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 295 f.

3250 Vgl. § 2 MaPrV; vgl. zudem BT-Drs. 17/10571, S. 14 ff.; Wustlich, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 45 f.; Hartwig, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 19; siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 296 f., insb. Tabelle 1.

3251 Vgl. Anlage 4 Nr. 2.1.2. EEG 2012; Wustlich, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 40; Hartwig, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 64f Rn. 19; siehe dazu nochmals Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 295 ff., insb. Tabelle 1, welche die Degressionssätze insgesamt tabellarisch darlegt.

Insgesamt findet damit eine erhebliche Kürzung der Managementprämie um bis zu 0,9 Cent pro Kilowattstunde innerhalb des Intervalls vom Jahr 2012 bis zum Jahr 2015 statt.

Die stattfindende Degression hat damit zur Folge, dass die der prämierten Direktvermarktung innewohnende Anreizwirkung proportional abnimmt.³²⁵² Des weiteren sollte man berücksichtigen, dass mit der Teilnahme an der Direktvermarktung auf Seiten des Anlagenbetreibers generell³²⁵³ entsprechende Ausgaben entstehen, die im Rahmen der Mindestvergütung anlagenbetreiberseitig (zuvor) nicht zu verzeichnen (gewesen) waren (sog. „Handlingkosten“³²⁵⁴).³²⁵⁵ Dies bedeutet, dass sich die Direktvermarktung für den Anlagenbetreiber als homo oeconomicus lediglich solange rentiert – und damit attraktiv bleibt –, solange seine Einnahmen die Kosten durch die Direktvermarktung noch übersteigen, sodass letztlich eine Mehreinnahme gegenüber der Einspeisevergütung verbleibt.³²⁵⁶ Insofern kann zwar mit längerfristiger Teilnahme auf Seiten eines rationell agierenden Anlagenbetreibers eine gewisse Senkung der tatsächlich anfallenden „Handlingkosten“³²⁵⁷ erwartet werden.³²⁵⁸ Grundsätzlich ist jedoch davon auszugehen, dass die Rentabilität und der Anreiz für den Anlagenbetreiber, an der Direktvermarktung teilzunehmen, proportional mit der Degression der Managementprämie – und damit der Marktprämie – insgesamt absinkt.³²⁵⁹

3252 Vgl. dazu gerade *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 595].

3253 Es wird insofern zunächst unterstellt, dass die Anlagenbetreiber unmittelbar selbst am Strommarkt teilnehmen. Da dies jedoch in der Praxis nur selten der Fall sein wird, sei entsprechend auf die nachfolgenden Ausführungen zum Händlermarkt verwiesen, Abschnitt F.I.3.d.)ee.), S. 581 ff.

3254 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

3255 Vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 19.

3256 Vgl. insoweit gerade nochmals Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.

3257 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16.

3258 Vgl. *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 14, wonach „schon kurzfristig mit deutlichen Lerneffekten zu rechnen [sei]“ (ebenda), weshalb auch eine entsprechende Degression im Rahmen der Managementprämie vorgesehen wurde; *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 3; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 327]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, Anlage 4 Rn. 37; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33g Rn. 20.

3259 Vgl. insoweit (zum generellen Anreiz) *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 595].

ee.) Auswirkungen der Degression der Managementprämie auf das Modell des Zwischenhandels³²⁶⁰

Gleichzeitig hat die Degression der Managementprämie jedoch nicht nur unmittelbaren Einfluss auf die Rentabilität der marktpremiierten Direktvermarktung für die Anlagenbetreiber. Vielmehr wirkt sie sich auch unmittelbar auf das Modell des Zwischenhandels³²⁶¹ aus: Wie bereits mehrfach dargelegt basiert das Modell des Zwischenhandels³²⁶² gerade auf den durch die Marktpremie gegenüber der Mindestvergütung erzielbaren Mehreinnahmen.³²⁶³ Je stärker die Managementprämie also im Rahmen der jährlichen Degression sinkt, desto geringer fällt der wirtschaftliche Handlungsspielraum – und damit die Geschäftsgrundlage – für die jeweiligen „Zwischenhändler“³²⁶⁴ aus.³²⁶⁵

Diesbezüglich wurde bereits für das fortschreitende Absinken der Managementprämie in der Branche eine deutliche Marktkonzentration im Segment des Händlermarktes prophezeit.³²⁶⁶ Im Rahmen dieser voranschreitenden Degression werde sich das Geschäft für kleine Händler bereits „in wenigen Jahren“³²⁶⁷ [nach der Einführung der Marktpremie] sonach kaum noch rentieren.³²⁶⁸ Grundlage dieser Aussage waren jedoch die ursprünglichen, (insbesondere) für fluktuierende Energieträger vorgesehenen Degressionssätze. Durch das deutliche Nachschärfen der Degression bei den fluktuierenden Energieträgern mittels der MaPrV ist insoweit sogar deutlich früher vom Ausscheiden derartig kleiner Händler

3260 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3261 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3262 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3263 Siehe nochmals Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 426 f.

3264 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3265 Vgl. nochmals zur Finanzierungsbasis des Handelsmodells *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329] sowie vor allem Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 426 f.; vgl. zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 11], die insoweit einen steigenden „Kostendruck auf [die] Vermarkter im Zeitablauf“ (ebenda) attestieren.

3266 So *Hummel* nach *Zimmermann*, Neue Energie 09/2011, S. 34 [S. 38]; vgl. zudem *Hummel* nach *Becker*, SWW 14/2011, S. 122 [S. 126].

3267 *Hummel*, et 8/2012, S. 49 [S. 50].

3268 *Hummel*, et 8/2012, S. 49 [S. 50].

auszugehen.³²⁶⁹ Dies wird dadurch unterstrichen, dass erneut unmittelbar nach Absenken der Managementprämie in der Branche das „[Erleben] eine[r] Oligopolisierung“³²⁷⁰ befürchtet wurde.³²⁷¹

Es verbleiben demzufolge bis zum (drohenden) vollständigen Erliegen des Marktes bestenfalls und allerhöchstens große Händler und Unternehmen, welche aufgrund der vorherrschenden Größenvorteile³²⁷² und eines entsprechenden Portfolios den stetig weiter ansteigenden Rationalisierungs- und Effizienzanforderungen länger standhalten können.³²⁷³ Auf Grund der weiteren Degressionssteigerungen ist aus theoretischer Sicht davon auszugehen, dass spätestens im Jahr 2015 vor allem im Kontext der fluktuierenden Energieträger keine Rentabilität des Geschäftsmodells mehr vorherrscht, sodass auch die großen Händler das Geschäftsfeld des Zwischenhandels³²⁷⁴ endgültig aufgeben werden. Hierfür spricht auch, dass die jeweiligen ‚Direktvermarktungsverträge‘ nur für kurze, begrenzte Zeiträume zwischen Händlern und Anlagenbetreibern geschlossen wurden.³²⁷⁵ Zudem wurden für die Teilnahme am Zwischenhandelsmarkt³²⁷⁶ von den im Bereich des Grünstromhandels „bereits etablierten“³²⁷⁷ Unternehmen „zum Teil [gezielt] komplett neue Unternehmen [beziehungsweise Gesellschaften] gegründet“^{3278, 3279} Dies kann nicht nur auf die Auslagerung der Risiken dieses seinerzeit neuen Handelsmodells zurückgeführt werden, vielmehr soll damit zugleich die

3269 Vgl. *Kox* nach Köpke, Marktprämie für Ökostrom im freien Fall, abrufbar unter: <http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Marktpraemie-fuer-Oekos-trom-im-freien-Fall> (zuletzt abgerufen am: 24.5.2013).

3270 *Kox* nach Köpke, Marktprämie für Ökostrom im freien Fall.

3271 Vgl. *Kox* nach Köpke, Marktprämie für Ökostrom im freien Fall; allgemein wird der Marktprämie von *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 18] das Herbeiführung einer „Marktberreinigung [...] und [...] Stärkung des bestehenden Oligopols“ (ebenda) angelastet.

3272 Vgl. insoweit nochmals *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

3273 Vgl. *Hummel*, nach *Zimmermann*, Neue Energie, 09/2011, S. 34 [S. 38]; *Kox* nach Köpke, Marktprämie für Ökostrom im freien Fall; vgl. zudem *Hummel*, et 8/2012, S. 49 [S. 50].

3274 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3275 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332].

3276 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3277 *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

3278 *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62], wobei dieser auf die Unternehmen Statkraft, WE², GESY und Trianel abstellt.

3279 *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [S. 62].

Möglichkeit zum schnellen Ausstieg aus diesem Teilmarkt geschaffen werden („Abwicklung“ der speziell gegründeten „Tochtergesellschaften“).

ff.) Keine Nachhaltigkeit der Effekte der marktprämierten Direktvermarktung

Insgesamt führt die Ausgestaltung der marktprämierten Direktvermarktung also dazu, dass sich die auf dem neuen Markt eingefundenen Akteure letzten Endes genauso schnell wieder aus diesem zurückziehen werden, wie sie ihn für sich entdeckt haben.³²⁸⁰ Dies unterstreicht insgesamt nochmals deutlich die im Vorhinein geäußerten Bedenken, wonach sich die Marktprämie allgemein über den laufenden Zeitraum negativ auf das Anbieterspektrum auswirken könne.³²⁸¹ Viel entscheidender ist jedoch, dass das Ausscheiden der „professionelle[n] Vermarkter“³²⁸² und die Einstellung ihres Handelsmodells wiederum schwerwiegende Auswirkungen auf die Anreizwirkung des Direktvermarktungssystem hat: Denn bislang generierte das Handelsmodell der „professionelle[n] Vermarkter“³²⁸³ für die Anlagenbetreiber einen effektiven Anreiz, in die Direktvermarktung zu wechseln.³²⁸⁴ Bricht das Direktvermarktungsmodell der Händler auf die genannte Weise insofern ein, besteht seitens der Anlagenbetreiber somit kaum noch ein Anreiz zur Direktvermarktung, da ihnen die gewichtigen Vorteile fehlen.

Damit geht schlussendlich eine gravierende Konsequenz einher: Sobald die Direktvermarktung für den Anlagenbetreiber im Verhältnis zur Mindestvergütung wirtschaftlich nicht mehr rentabel respektive zu risikoreich ist und auch das Modell des für ihn risikolosen Zwischenhandels³²⁸⁵ ausläuft, wird grundsätzlich eine vollständige Abkehr von der

3280 Siehe insoweit *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594 ff.], wonach für die Anlagenbetreiber wegen der „stark degressiven Ausgestaltung der Managementprämie [...] ein[...] Anreiz [bestünde], mittelfristig wieder in die Einspeisevergütung zu wechseln“ (ebenda).

3281 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16 f.]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 592].

3282 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

3283 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

3284 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328]; siehe zum Modell des Zwischenhandels nochmals Abschnitt E.II.1.b.) sowie E.II.3., S. 423 ff.

3285 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

Direktvermarktung erfolgen.³²⁸⁶ Dies bestätigt sich auch durch die Einschätzungen der Anlagenbetreiber, nach denen „[e]ine über die Laufzeit der Marktpremie hinaus bestehende Direktvermarktung [...] nicht [zu] erwart[e]n [ist]“^{3287, 3288} Es wird insofern zu einem elementaren Wiederaufleben der Mindestvergütung kommen. Demzufolge kann auch keiner der diagnostizierten positiven Effekte der marktpremiierten Direktvermarktung langfristig wirken und entsprechende, bleibende Lerneffekte auf Seiten der Anlagenbetreiber hervorrufen. Bei den genannten Positiveffekten tritt lediglich eine Kurzfristwirkung auf. Es ist insofern besonders widersprüchlich, dass zwar ein kurzfristiges „Rosinenpicken“³²⁸⁹ unterbunden wurde,³²⁹⁰ jedoch ein langfristiges „Rosinenpicken“³²⁹¹ zugelassen wird. Insoweit kann die mangelnde Langzeitbindung der marktpremiierten Direktvermarktung auch als „Rosinenpicken“³²⁹² 2.0 bezeichnet werden.

gg.) Keine Änderungen durch die Flexibilitätsprämie im Kontext der Biogasanlagen

An den vorherigen Ergebnissen tritt auch keine Änderung ein, soweit es im Kontext der Biogasanlagen zur Anwendung der Flexibilitätsprämie kommt. Diese ist gerade grundsätzlich optional sowie supplementär zur Marktpremie vorgesehen, vgl. § 33i Abs. 1 EEG 2012 („können ergänzend

3286 Vgl. bereits allgemein zur Direktvermarktung *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594], wonach für die Anlagenbetreiber wegen der „stark degressiven Ausgestaltung der Managementprämie [...] ein[...] Anreiz [bestünde], mittelfristig wieder in die Einspeisevergütung zu wechseln“ (ebenda).

3287 *Horst / Hauser (IZES)*, Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 43.

3288 *Horst / Hauser (IZES)*, Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, S. 43, dort m.w.N.

3289 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

3290 Siehe nochmals Abschnitt D.V.2., S. 391 ff.

3291 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

3292 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

zur Marktprämie³²⁹³).³²⁹⁴ Sie übernimmt damit grundsätzlich – wie bereits dargelegt – alle Effekte der Marktprämie und damit auch die Wirkung der Degression der Managementprämie. Da sie gleichzeitig – außerhalb des Entfalls des Anspruchs auf die Flexibilitätsprämie³²⁹⁵ – keine weitreichenden Konsequenzen für den ‚einfachen‘ Rückwechsel in die Mindestvergütung vorsieht, kann die ihrerseits bestehende Nachhaltigkeit keinen ganzheitlichen Effekt auf die Direktvermarktung ausüben. Zudem blieben die Ergebnisse ohnehin allein auf den Kontext Biogasanlagen beschränkt. Des Weiteren kommt verschärfend hinzu, dass die Flexibilitätsprämie bislang keine relevante Nutzung erfahren hat.³²⁹⁶ Insgesamt ist ihr Effektpotenzial damit im Kontext der Nachhaltigkeit faktisch Null. Es verbleibt bei den bisherigen Ergebnissen.

hh.) Nachhaltigkeit im Kontext der direktvermarktungsverpflichteten Biogasneuanlagen

Damit ist grundsätzlich von einer mangelnden Nachhaltigkeit der Fördereffekte der prämierten Direktvermarktung auszugehen. In diesem Zusammenhang sind aber die direktvermarktungsverpflichteten³²⁹⁷ großen Biogasneuanlagen gesondert zu berücksichtigen. Insoweit könnte sich aus dem bestehenden Direktvermarktungszwang nämlich automatisch eine Nachhaltigkeit der Fördereffekte im Rahmen der Direktvermarktung (in der Praxis) ergeben. Vom Direktvermarktungszwang sind insoweit gerade keine Bestands-, sondern – auf Grund der Beschränkung auf Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem 1.1.2014 – ausschließlich Neuanlagen betroffen.³²⁹⁸ Weiter ist zu berücksichtigen, dass der Errichtung einer

3293 § 33i Abs. 1 EEG 2012.

3294 Siehe nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 sowie Abschnitt D.II.6.a.), S. 312.

3295 Siehe dazu Abschnitt D.V.1.c.)bb.) und cc.), S. 387 ff.

3296 Siehe Abschnitt D.I.2.b.), S. 269 sowie Abschnitt E.III.2.e.), S. 478; vgl. *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 50].

3297 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; vgl. zudem BR-Drs. 341/11, S. 137; siehe zum Direktvermarktungszwang derartiger Anlagen vor allem nochmals Abschnitt D.I.1.c.), S. 253.

3298 Vgl. *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 389]; vgl. zudem BR-Drs. 341/11, S. 137; siehe zum Direktvermarktungszwang derartiger Anlagen vor allem nochmals Abschnitt D.I.1.c.), S. 253.

jeden Neuanlagen unter anderem tiefgehende Investitionsplanungen vorausgehen. Insofern wird in die Investitionserwägungen mit eingestellt werden, dass bereits im Rahmen der zwangsweisen Direktvermarktung gegenüber der ‚einfachen‘ Mindestvergütung gewisse Risiken und Unsicherheiten bestehen, die sich negativ auf die Gesamtrentabilität der zu tätigenden Investitionen auswirken können. Berücksichtigt man in diesem Zusammenhang auch noch, dass sich diese Risiken durch die Degression weiter erhöhen und die Rentabilität entsprechend absinken kann, werden letztlich kaum Investitionsentscheidungen zu Gunsten derartig großer (Neu-)Anlagen getroffen werden. Vielmehr ist davon auszugehen, dass die jeweiligen Investoren sich für Anlagen mit einer durchschnittlichen Bemessungsleistung von maximal (einschließlich) 500 kW³²⁹⁹ und einer installierten Leistung (deutlich) unterhalb von 750 kW entscheiden werden. Anlagen mit einer derartigen installierten Leistung können auf Grund des für sie nicht vorgesehenen Direktvermarktungszwanges weiter an der Mindestvergütung teilnehmen.³³⁰⁰ Gleichzeitig weisen derartige Anlagen auf Grund ihrer Bemessungsleistung (auch unter den aktuell geltenden Vergütungssätzen des EEG 2012) insgesamt einen entsprechend hohen Grad an Wirtschaftlichkeit auf,³³⁰¹ wohingegen mit einer größeren Anlage eine derartige Wirtschaftlichkeit kaum noch realisiert werden kann.³³⁰²

Demnach wird von den Investoren auch bewusst darauf geachtet werden, dass keine Erfüllung der Tatbestandsvoraussetzungen des § 19 Abs. 1 EEG 2012 eintritt, die sonst im Rahmen der Vergütungsberechnung zu einem fiktionalen Zusammenziehen der verschiedenen Anlagen zu einer einzelnen Anlage führen würde.³³⁰³ Durch die größere virtuelle

3299 Vgl. Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 13.

3300 Vgl. gerade Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 386 und S. 389]; siehe gerade Rostankowski / Vollprecht, in: Altröck / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 27 Rn. 95.

3301 Vgl. Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 13.

3302 Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, S. 13.

3303 Zur Vorschrift des § 19 EEG 2012 sei allgemein ausführlich verwiesen auf Ekardt / Hennig, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 1 ff. [insb. Rn. 27] sowie Salje, EEG 2012, § 19 Rn. 1 ff.; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt E.VII.1.d.)aa.), S. 556 f.

Anlagengröße käme es damit zu einem Absinken der Vergütungssätze (Staffelungswirkung im Rahmen der Anlagengröße).³³⁰⁴

Da sonach im Rahmen der zukünftigen Marktentwicklung – insgesamt gesehen – nicht mit einem Zubau an direktvermarktungspflichtigen Biogasanlagen zu rechnen ist, wird die Direktvermarktung erst recht keine nachhaltigen Effekte herbeiführen können.

ii.) Abschließende Wertung zur Nachhaltigkeit

Damit scheitert die (prämierte) Direktvermarktung vollumfänglich am Kriterium der Nachhaltigkeit.³³⁰⁵ Letztlich hätte der Gesetzgeber nur mit einer insgesamt verpflichtenden Direktvermarktung sicherstellen können, dass die mittels der Direktvermarktung erzielbaren (beschränkt) marktintegrativen Effekte dem Kriterium der Nachhaltigkeit genügen. Es handelt sich bei der gewählten Freiwilligkeit der Direktvermarktung damit um eine Art kosmetische Maßnahme, welche auf Seiten des Gesetzgebers eine fehlende Handlungswilligkeit im Sinne grundlegender Veränderungen im Fördersystem erkennen lässt.

e.) Gesamtbewertung des Fördersystems der Direktvermarktung

Auf Grund des vorgenannten Scheiterns im Kontext der Nachhaltigkeit kann die prämierte Direktvermarktung letztlich keinerlei Positiveffekte für sich verbuchen. Ihr muss vielmehr ein insgesamt stark negatives Zeugnis ausgestellt werden. Insbesondere das weitläufige Versagen im Rahmen der – auch aus gesetzgeberischer Sicht³³⁰⁶ – primären marktintegrativen

3304 Vgl. § 19 Abs. 1 sowie §§ 27 ff. EEG 2012; siehe dazu nochmals *Ekardt / Hennig*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 19 Rn. 27 sowie Abschnitt E.VII. 1.d.)aa.), S. 556 f., insb. S. 557.

3305 Insoweit zu Recht *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594 ff.] (zur Marktprämie), wonach die „Nachhaltigkeit [ihrer] Markt- und Systemintegrationswirkung zweifelhaft ist“ (ebenda, S. 594) respektive die „Teilnahme am Marktprämienmodell faktisch [wesentlich] von den Mitnahmeeffekten [...] getragen [wird]“ (ebenda, S. 595) und demnach nicht garantiert ist.

3306 Vgl. insoweit BR-Drs. 341/11, S. 91; siehe dazu nochmals Abschnitt C.VII. 4.a.), S. 221, insb. Fußnote 1181.

Aufgabe³³⁰⁷ des Herbeiführens einer bedarfsgerechte(re)n Produktion ist als besonders negativ hervorzuheben. Als positiv kann höchstens gewertet werden, dass die marktprämierte Direktvermarktung überhaupt für eine – wenn auch vorübergehende – Teilnahme am Strommarkt gesorgt hat. Sie kann somit lediglich als „Antrittsprämie“ verstanden werden. Da die Direktvermarktung ebenfalls in ihren übrigen Förderformen bereits am Kriterium einer ausreichenden Nutzung scheitert, kann das System der Direktvermarktung insgesamt bestenfalls als eine erste Vorbereitung für ein vollständig neuartiges und gänzlich anderes Fördersystem gesehen werden, welches sich den marktintegrativen Aufgaben ernsthaft anzunehmen versucht – soweit diese Agenda überhaupt derzeit realisierbar ist.³³⁰⁸

II. Gesamteffizienz im Sinne des ökonomischen Prinzips – abschließende Kosten-Nutzen-Bewertung

Im Anschluss an die bisherigen Ausführungen ist nun die (juristische) Gesamteffizienz des Fördersystems zu bewerten. Allgemein bestimmt sich die Effizienz jeglicher gesetzgeberischer Maßnahmen aus dem Verhältnis der eingesetzten Mittel (hier: „Kosten“ durch das Fördersystem, insbesondere auf Seiten der EEG-Umlage-Verpflichteten) wie auch dem daraus gewonnenen Nutzen (hier: „Marktintegrationswirkung“).³³⁰⁹ Insofern ließ sich im Rahmen der prämierten Direktvermarktung vorliegend einerseits eine erhebliche Mehrkostenentstehung gegenüber der bereits schon äußerst kostenintensiven Mindestvergütung diagnosti-

3307 Zu den marktintegrativen Aufgaben i.e.S. siehe nochmals Abschnitt C.VII., S. 211 ff.

3308 Vgl. bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 588], welche das mit der EEG-Novelle verfolgte Ziel allgemein als „Anstreben“ eines besonderen „Übergangspfad[es]“ (ebenda) beschreiben, der neben das fortbestehende „Markteinführungsregime“ (ebenda) tritt ohne einen „grundsätzliche[n] Systemwechsel“ (ebenda) zu initiieren, siehe ebenda; vgl. *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, ZfE 2012, S. 243 [S. 254], welche das Modell der Marktprämie wie auch das Grünstromprivileg als „Übergangslösung“ (ebenda) bezeichnen, insofern aber primär auf die Finanzierung erneuerbarer Energien auf dem Strommarkt abstellen; zur Realisierbarkeit der Marktintegration sogleich Abschnitt F.III., S. 589 ff.

3309 Vgl. dazu Abschnitt C.IV.5, S. 181; siehe vor allem Abschnitt C.VI.7.a.), S. 206; vgl. bereits *Schomerus*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 65 Rn. 16.

III. (Un-)Möglichkeit der Marktintegration erneuerbarer Energien

zieren.³³¹⁰ Dem stehen andererseits keinerlei nachhaltige Fördereffekte im Rahmen der Marktintegration erneuerbarer Energien – und damit sonach ein vollkommenes Nullum – gegenüber. Dies bedeutet zugleich, dass die Mehrkostenentstehung nicht durch besondere marktintegrative Effekte gerechtfertigt werden kann.³³¹¹ Demnach lässt sich unmittelbar eine vollkommene Ineffizienz des Fördersystems und des damit verbundenen Mitteleinsatzes attestieren.³³¹² Eine tiefergehende, detaillierte Untersuchung der Effizienz ist somit auf Grund des ohne Weiteres erkennbaren groben Missverhältnisses redundant. Dies gilt erst recht, soweit sich das Vorhaben der Marktintegration als von Anfang an unmöglich herausstellen sollte (anfängliche Unmöglichkeit).

III. (Un-)Möglichkeit der Marktintegration erneuerbarer Energien

Infolgedessen drängt sich nach den bisher insgesamt zu verzeichnenden Ergebnissen die Frage auf, ob der Gesetzgeber mit dem System der Direktvermarktung am Vorhaben der vollständigen Marktintegration der erneuerbaren Energien allein deshalb scheitert, weil dessen Ausgestaltung den beschriebenen, teilweise erheblichen Mängeln unterworfen ist oder ob die erneuerbaren Energien einer vollständigen Marktintegration von vornherein (noch) überhaupt nicht zugänglich sind. Mit anderen Worten bestehen begründete Zweifel, ob sich das Vorhaben der Marktintegration zum jetzigen Zeitpunkt in die Tat umsetzen lässt und zugleich der Verdacht, dass der Gesetzgeber insoweit einer ‚anfänglichen Unmöglichkeit‘ seines Vorhabens aufgesessen ist.

3310 Siehe Abschnitt D.II., S. 287 ff.

3311 Vgl. bereits *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594], die insoweit zumindest Zweifel an der Rechtfertigung der Mehrkostenentstehung hegen, dort m.w.N.; vgl. zudem allgemein zur Rechtfertigung(spflicht) *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33g Rn. 6.

3312 Vgl. insoweit *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 594], wonach die marktpremiierte Direktvermarktung keineswegs zu einer Optimierung der Effizienz der Förderung erneuerbarer Energien beiträgt; vgl. zudem *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 334], die insoweit von einer „Fehlallokation“ (ebenda) sprechen.

1. Mangelnde Erzielbarkeit der Bedarfsgerechtigkeit bei nicht-steuerbaren Erzeugungsanlagen

Es ist demnach entscheidend, ob das Vorhaben der Marktintegration der erneuerbaren Energien anfänglicher Unmöglichkeit unterliegt, also die Zielerreichung von Anfang an ausgeschlossen war.

Als entscheidende Anforderung an die Marktintegration der erneuerbaren Energien hat sich im Rahmen der Parameterherleitung herausgebildet, dass die erneuerbaren Energien einer bedarfsgerechten Produktion ausgerichtet am jeweils vorherrschenden Marktbedarf unterworfen werden müssen.³³¹³ Insoweit ist technischerseits Voraussetzung, dass die jeweilige Erzeugungsanlage ihre Anlagenfahrweise und die daraus folgende Produktion von Strom jederzeit vollumfänglich selbst bestimmen kann. Die jeweilige Erzeugungsanlage darf damit grundsätzlich nicht von externen Bedingungen abhängig sein.

Insbesondere die Anlagenarten der Wind- und Solarenergie unterliegen dahingegen – wie bereits mehrfach thematisiert – einer steten Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot,³³¹⁴ sodass sie – selbst bei entsprechendem Willen – nicht zu einer permanenten, sondern lediglich zu einer fluktuierenden Stromproduktion in der Lage sind.³³¹⁵ Verschärfend kommt dazu, dass der zugrunde liegende Energieträger (Wind / Sonne) nicht ‚speicherbar‘ ist. Ebenso wenig wie der zugrunde liegende Primärenergieträger kann auch der insoweit erzeugte Strom (als Produkt)

3313 Siehe Abschnitt C.VII.4.a.), S. 220 ff.

3314 Siehe dazu nochmals exemplarisch *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657]; siehe zudem *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; vgl. *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16] sowie *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33a Rn. 2; vgl. zudem *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 9 ff. [insb. S. 39 und S. 66]; siehe vor allem nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 237 ff.

3315 Vgl. exemplarisch *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657]; *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654]; vgl. zudem *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 332]; *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, S. 9 ff. [insb. S. 39 und S. 66]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 380]; siehe vor allem nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 237 ff.

grundsätzlich nicht gespeichert werden.³³¹⁶ Allein mittels Pumpspeicherkraftwerken ist es bisher möglich, Strom „in größerem Umfang [...] wirtschaftlich zu speichern“³³¹⁷.³³¹⁸ Gleichwohl werden das Speichervolumen derartiger Kraftwerke und die sich daraus insgesamt ergebenden „Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie“³³¹⁹ als relativ gering respektive stark limitiert eingeordnet.³³²⁰ Darüber hinaus stehen die Pumpspeicherkraftwerke den Anlagenbetreibern von fluktuierenden Erzeugungsanlagen grundsätzlich nicht direkt zur Verfügung. Es ist demnach anlagenbetreiberseitig nicht möglich, die Phasen mangelnden Primärenergieträgerangebots einfach zu überwinden.³³²¹ Dies bedeutet wiederum, dass die anzutreffenden Schwankungen im Primärenergieträgerangebot und die mangelnde ausreichende Speicherbarkeit des Stroms in ihrer kombinatorischen Wirkung dazu führen, dass die jeweiligen Anlagenbetreiber einzeln gesehen zu einer markt- und bedarfsgerechten Einspeisung überhaupt nicht in der Lage sind. Somit scheidet für diese Anlagentypen unter derartigen Umständen eine Marktintegration von vornherein aus. Es besteht ein entsprechendes Integrationshemmnis.

Daraus folgt zugleich, dass unter diesen Umständen eine Marktintegration derartig fluktuierender erneuerbarer Energien mit dem vom Gesetzgeber gewählten Instrumentarium eines einzelanlagenbezogenen Ansatzes überhaupt nicht möglich war und auch immer noch nicht möglich ist. Dabei fällt erschwerend ins Gewicht, dass derartige fluktuierende Energieträger – insbesondere die Windenergie – mit Abstand den absolut wie auch relativ größten Anteil an der in Deutschland insgesamt

3316 Siehe *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 38; *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34; *Spicker*, in: Schwintowski, Handbuch Energiehandel, Rn. 20; siehe dazu vor allem nochmals Abschnitt B.VI.2.b.), S. 124.

3317 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 38 f.

3318 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 38 f.

3319 *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 70.

3320 *Gleave*, Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft, ZfE 2008, S. 120 [S. 121]; *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), S. 70; *Niedrig*, in: Horstmann / Cieslarczyk, Energiehandel, Kapitel 1 Rn. 34.

3321 Vgl. *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 655].

installierten Erzeugungsleistung an erneuerbaren Energien aufweisen.³³²² Zwar relativiert sich dies, soweit man den tatsächlichen Beitrag zur Strombereitstellung im selben Zeitraum (Gesamtjahr 2012) betrachtet, gleichwohl ist mehr als die Hälfte des erzeugten EE-Stroms auf die beiden fluktuierenden Energieträger Wind- wie auch solarer Strahlungsenergie zurückzuführen.³³²³

Demgemäß ist eine vollständige einzelanlagenbezogene Marktintegration der erneuerbaren Energien unmittelbar nicht möglich. Es bestand und besteht diesbezüglich nach wie vor anfängliche Unmöglichkeit.³³²⁴ Der Gesetzgeber hat sich im Rahmen des Fördermodells insoweit an einem unmöglichen Unterfangen versucht, das bereits von Beginn an zum Scheitern verurteilt war. Der umfangreiche Einsatz an Fördermitteln, die insbesondere von den Letztverbrauchern über die EEG-Umlage getragen werden müssen, ist damit mehr als missglückt anzusehen.

2. Überwindung der Marktintegrationsunfähigkeit der Einzelanlagen

Fraglich ist, ob die bislang vorherrschende einzelanlagenbezogene Unmöglichkeit der Marktintegration mittels entsprechender weitergreifender (Förder-)Maßnahmen überhaupt behoben werden kann und welche (Förder-)Maßnahmen hierfür geeignet sind. Diesbezüglich drängen sich vor allem zwei Ansätze auf, die im Nachfolgenden entsprechend untersucht werden.

3322 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 13.

3323 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 12.

3324 Vgl. insoweit gerade nochmals die im Vorhinein zur Marktprämie geäußerten Bedenken im Kontext der fluktuierende Energieträger, *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388 Fn. 80]; *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 35.

a.) Förderung ‚virtueller Kraftwerke‘ als erster Ansatzpunkt

aa.) ‚Virtuelle Kraftwerke‘ als Anlagenzusammenschluss

Um das marktintegrative Hemmnis der mangelnden einzelanlagenbezogenen Möglichkeit zur bedarfsgerechten Erzeugung zu überwinden, bietet sich einerseits die Bündelung mehrerer Erneuerbarer-Energien-Anlagen zu ‚virtuellen Kraftwerken‘³³²⁵ an: Unter dem Terminus des ‚virtuellen Kraftwerks‘ ist sonach eine „Zusammenschaltung von kleinen, dezentralen Kraftwerken [...] zu einem Verbund [zu verstehen], die gemeinsam von einer zentralen Warte gesteuert werden“³³²⁶. Es werden „dezentrale Erzeugungsanlagen informationstechnisch untereinander [...] vernetzt[t] und extern [...] [ge]regel[t], um weitere, über die verbrauchsnahe Versorgung hinausgehende energiewirtschaftliche Aufgaben übernehmen zu können“³³²⁷.³³²⁸ Es handelt sich sonach nicht um ein (singuläres) konventionelles Kraftwerk,³³²⁹ sondern um eine Verbundlösung mit einer Mehr-/Vielzahl von EE-Anlagen.³³³⁰ Dieses „System zur Stromerzeugung“³³³¹ erreicht letztlich ein komparables Potenzial wie eine konventionelle Anlage.³³³² Eine unmittelbare räumliche Nähebeziehung der Anlagen – wie etwa im Rahmen des § 19 Abs. 1 Nr. 1 Alt. 2 EEG 2012 vorausgesetzt³³³³ – ist nicht erforderlich.³³³⁴ Die Koppelung der Erzeugungsanlagen zu einem virtuellen Kraftwerk kann demnach über eine sehr weite Distanz erfolgen.³³³⁵ Es ist sogar eine europaweite Verteilung respektive Koppelung möglich.³³³⁶ Teilnahmefähig an einer

3325 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17]; *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 8.

3326 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3327 *Arndt / von Roon / Wagner*, Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität?, BWK 6/2006, S. 52 [S. 52 f.].

3328 *Arndt / von Roon / Wagner*, BWK 6/2006, S. 52 [S. 52 f.]; *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3329 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3330 Siehe *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3331 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3332 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3333 Zu den Einzelheiten der Voraussetzungen des § 19 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 sei ausführlich verwiesen auf *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 19 Rn. 10 ff. sowie *Salje*, EEG 2012, § 19 Rn. 10 ff.

3334 Siehe *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3335 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3336 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

derartigen Verbundlösung sind dabei grundsätzlich alle EE-Erzeugungsanlagen, wie vor allem Windenergie, Photovoltaik sowie Biogas, aber auch Wasserkraft etc.³³³⁷ Insoweit ist das Modell und Konzept des ‚virtuellen Kraftwerks‘ grundsätzlich „technologieneutral“^{3338, 3339}

bb.) Effekte ‚virtueller Kraftwerke‘

Sinn und Zweck der im Rahmen des ‚virtuellen Kraftwerks‘ herbeigeführten Konzentration einer Vielzahl von Einzelanlagen ist das gezielte Nutzen von auftretenden Synergieeffekten, die sich aus der Bündelung der verschiedenen einzelnen Anlagen ergeben.³³⁴⁰ Hierdurch kann vor allem ein „Ausgleich von standort- oder wetterbedingten Nachteilen“³³⁴¹ realisiert werden.³³⁴² Es können sonach grundsätzlich die Volatilität und Nachteile (insbesondere mangelnde Grundlastfähigkeit) im Rahmen der Einspeisung ausgeglichen werden, die sich insbesondere aus der bestehenden „Witterungsabhängigkeit“³³⁴³ der Energieträger Wind und der solaren Strahlungsenergie ergeben³³⁴⁴. Bei einem Mangel am Primärenergieträger Wind kann nun beispielsweise ein Ausgleich durch solare Strahlungsenergie herbeiführt werden,³³⁴⁵ da die jeweiligen Erzeugungsanlagen ‚lediglich‘ von der Sonneneinstrahlung (solare Strahlungsenergie) abhängig sind. Umgekehrt funktioniert die Konstellation genauso.³³⁴⁶ Besteht weder ein ‚Angebot‘ des Primärenergieträgers Wind noch ein solches von solarer Strahlungsenergie, kann hingegen ein

3337 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3338 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3339 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3340 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3341 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3342 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17]; vgl. auch *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

3343 *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657].

3344 Siehe zur Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot und den sich daraus ergebenden Nachteilen *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657] sowie vor allem nochmals Abschnitt C.VII.7.b.)aa.), S. 237 ff.; siehe zur Ausgleichswirkung *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3345 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3346 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

Biomassekraftwerk angefahren werden und den ‚Ausfall‘ entsprechend kompensieren.³³⁴⁷

Gleichzeitig können durch den Zusammenschluss mehrerer Anlagen zu einem ‚virtuellen Kraftwerk‘ „[n]ach dem Gesetz der großen Zahl“³³⁴⁸ prognostische Verbesserungen realisiert werden.³³⁴⁹ Außerdem werden durch die Bündelung mehrerer Anlagen auch entsprechende Größenvorteile respektive Skaleneffekte generiert, sodass sich insgesamt – und damit nicht nur im Bereich der Vermarktung – entsprechende Kostensenkungseffekte erzielen lassen.³³⁵⁰

Darüber hinaus bieten sich auch noch weitere Möglichkeiten zur Optimierung des virtuellen Kraftwerks an.³³⁵¹ Demnach ist die jeweilige Konfiguration des virtuellen Kraftwerks entscheidend für dessen (individuellen) ‚Wirkungsgrad‘.³³⁵² Insoweit steigt der Grad an Effekt und Gesamteffizienz mit der Anzahl und Diversität der verwandten Anlagen.³³⁵³ Hierbei müssen insbesondere die Eigenheiten des jeweiligen Anlagenstandortes (Windhöffigkeit³³⁵⁴, Dauer und Zeitpunkt der solaren Strahlung etc.) berücksichtigt werden. Viel entscheidender ist jedoch, dass der installierten Leistung der dargebotsabhängigen Energieerzeugungsan-

3347 Vgl. dazu *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17], wonach Strom aus Biogasanlagen einerseits bedarfsgerecht verfügbar und damit zum Ausgleich mangelnden Primärenergieträgerangebots (im Rahmen des Szenarios einer EE-Vollversorgung) bedeutsam ist.

3348 *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

3349 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329] siehe dazu auch nochmals Abschnitt E.II.1.b.)cc.) S. 427 sowie Abschnitt E.III.1.f.)cc.) (2), S. 463.

3350 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329].

3351 Zusätzlich können beispielsweise Energieträger- respektive Stromspeicher in die Konfiguration des virtuellen Kraftwerks aufgenommen werden, vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17], der insofern die Implementation von Pumpspeicherkraftwerken darlegt; siehe zu Speichern als Lösungsmöglichkeit sogleich den sich anschließenden Abschnitt F.III.2.b.), S. 598 ff.

3352 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3353 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3354 Windhöffigkeit bezeichnet das „durchschnittliche[.] Windaufkommen an einem bestimmten Standort“ (*Bibliographisches Institut*, Duden Online (Duden.de), Wörterbuch [‚Windhöffigkeit, die‘], abrufbar unter: <http://www.duden.de/rechtschreibung/Windhoeffigkeit> (zuletzt abgerufen am: 13.1.2014)). Die Windhöffigkeit spielt vor allem bei der Vergütung von Windenergieanlagen eine entscheidende Rolle, vgl. *Schomerus*, in: in Frenz / Müggenborg, EEG 2012, § 29 Rn. 39 und Rn. 50 ff.

lagen im Rahmen des jeweiligen virtuellen Kraftwerks grundsätzlich auch die gleiche Anzahl an steuerbaren Energieträgern gegenüberstehen muss, damit ein vollständiger Ausgleich der Fluktuation (als Hemmnis der Marktintegration) gelingt.³³⁵⁵ Die jeweilige Konfiguration des ‚virtuellen Kraftwerks‘ sollte sonach grundsätzlich die Grundlastfähigkeit als gesamte Erzeugungseinheit sicherstellen.

Sollten steuerbare Energieträger insoweit nicht als ausreichend ausgleichsstarke zur Verfügung stehen und genügen respektive sich als unwirtschaftlich herausstellen, verbleibt als (zumindest vorübergehende) Lösung noch der Rückgriff auf konventionelle Erzeugungseinheiten: So könnten vor allem Gas-und-Dampf-Kombikraftwerke (sog. GuD-Anlagen)³³⁵⁶ als entsprechende Ausgleichslösung eingesetzt werden.³³⁵⁷

cc.) Zwischenergebnis und weitere Schlussfolgerungen

Insgesamt ist das Zusammenschließen und Konzentrieren mehrerer Anlagen zu ‚virtuellen Kraftwerken‘ damit eine vielschichtige Möglichkeit wie auch ein gewichtiger Ansatzpunkt, um insbesondere der mangelnden Bedarfsgerechtigkeit der Erzeugung (zumindest je nach Konfiguration in weiten Teilen) abzuhelpfen. Es kommt damit zugleich immer mehr und deutlicher zum Ausdruck, dass eine einzelanlagenbezogene Förderung, wie sie der Gesetzgeber bisher immer vorgesehen hat,³³⁵⁸ nicht zielführend sein kann. Vielmehr ist die Gesamtsituation aller

3355 Etwas anderes kann sich nur dann ergeben, soweit entsprechend leistungsstarke Energiespeicher in das virtuelle Kraftwerk implementiert werden, die ausreichend lang den zu erwartenden Einspeiseausfall der dargebotsabhängigen Energieträger kompensieren können.

3356 Zum Aufbau, der Wirkungsweise sowie Effizienz von GuD-Anlagen sei ausführlich verwiesen auf *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk> (zuletzt abgerufen am: 22.7.2013).

3357 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17], dort gerade mit einer ‚Beispielkonfiguration‘ eines virtuellen Kraftwerks.

3358 Vgl. insoweit nochmals exemplarisch die Vorschriften des § 16 Abs. 1 S. 1 wie auch § 33g Abs. 1 S. 1 EEG 2012 als Ausdruck der einzelanlagenbezogenen Förderung. Diese sind jeweils nur an den Anlagenbetreiber adressiert; lediglich § 19 Abs. 1 nimmt insoweit im Rahmen der Mindestvergütung Rücksicht auf die Anlagenanzahl, siehe nochmals Abschnitt E.VII.1.d.), S. 555 ff.

beziehungsweise einer Vielzahl von Anlagen auf dem Erzeugungsmarkt als Ausgangspunkt der Förderung anzusetzen.

dd.) Die Umsetzung virtueller Kraftwerke im Fördersystem

Es böte sich sonach an, die Marktteilnahme der erneuerbaren Energien über virtuelle Kraftwerke – und damit die Teilnahme am Strommarkt – entsprechend optional oder gar pflichtweise zu fördern.³³⁵⁹ Es käme statt der Marktpremie beispielsweise ein Bonus für die Bildung eines entsprechenden ‚virtuellen Kraftwerks‘ oder besser sogar eine pflichtweise Zusammenfassung mehrerer Neuanlagen zu derartigen Erzeugungsgemeinschaften in Betracht.³³⁶⁰ Letztere müsste dabei aber die verfassungsrechtlichen Grenzen genau beachten. Gleichzeitig ist entscheidend, dass die Förderung auch den ‚Wirkungsgrad‘ wie auch die Wirtschaftlichkeit des jeweiligen ‚virtuellen Kraftwerks‘ berücksichtigt. Soweit eine finanzielle Förderung vom Gesetzgeber vorgesehen werden wird, muss diese unmittelbar an die Konfiguration des ‚virtuellen Kraftwerks‘ gekoppelt werden. Nur soweit die installierte Leistung an steuerbaren Energieträgern die Fluktuation der dargebotsabhängigen Energieträger vollständig ausgleichen kann, darf der Fördersatz in vollständiger Höhe ausgezahlt werden (exponentielle Vergütungsstafelung). Gleichzeitig müssen vom Gesetzgeber gewisse Mindestausgleichsquoten gefordert werden, zum Beispiel eine installierte steuerbare Ausgleichsleistung im virtuellen Kraftwerk von mindestens 70 Prozent der installierten fluktuierenden Energieträger. Zudem müssten

3359 Vgl. *Eurosolar* nach Frey, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27]; vgl. zudem den Vorschlag von *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 171 ff. [insb. S. 173 ff.], wo auf die Förderung von Vermarktungsgemeinschaften mittels eines entsprechenden Bonus abgestellt wird; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 206 ff. [insb. S. 209 ff.].

3360 Insofern forderte *Eurosolar* nach Frey, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27] die Einführung eines Bonus für virtuelle Kraftwerke anstelle der Marktpremie; vgl. ebenfalls den Vorschlag von *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 171 ff. [insb. S. 173 ff.].

Konzentration und Konfiguration zu virtuellen Kraftwerken fest gebunden werden. Ebenso müsste – ähnlich wie bei der Flexibilitätsprämie³³⁶¹ – die grundsätzliche Möglichkeit der Herbeiführung des (prozentualen) Ausgleichs durch gutachterliche Prüfung im Vorhinein sichergestellt wie auch durch Stichproben im Betriebszeitraum (zum Beispiel Aufzeichnung von Fahrplänen der Kraftwerke in der Steuerzentrale) laufend garantiert werden. Insoweit könnten vom Gesetzgeber auch gewisse Konfigurationsformen als besonders förderwürdig festgelegt, respektive via Rechtsverordnung explizit gefördert werden. Auf Grund der Vielfalt an Kombinationsmöglichkeiten und den in der Realität tatsächlich vorherrschenden Diversitäten (vor allem standortbedingte Effekte wie Windhöffigkeit³³⁶² etc.) sollte die Förderregelung jedoch auf einer gewissen Abstraktionshöhe verbleiben und Raum für individuelle Anpassungen in Abhängigkeit zu den einzelnen Gegebenheiten einräumen.

Eine derartige Lösung kann aber insgesamt erst ab dem Zeitpunkt Anwendung finden, ab dem die gesamte Umgebung auf die Teilnahme von fluktuierenden Energieträgern am Versorgungssystem zumindest weitergehend vorbereitet wurde und die erneuerbaren Energien insgesamt – und nicht nur in bestimmten energieträgerspezifischen Sparten – auf einem marktfähigen Preisniveau rangieren. Es ist damit die Wirtschaftlichkeit der etwaigen Förderung (Effizienz) sicherzustellen.

b.) Förderung von Energiespeichern als elementare marktintegrative Aufgabe

Einen weiteren Ansatzpunkt zur Überwindung der vorgenannten Marktintegrationsunfähigkeit könnte andererseits die (unmittelbare) Förderung

3361 Vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012.

3362 Siehe dazu nochmals Fußnote Nr. 3354 auf S. 595.

von Stromspeichern (i.e.S.) darstellen.³³⁶³ Diese könnte sodann anstelle oder zumindest neben die Förderung ‚virtueller Kraftwerke‘ treten.

aa.) Positiveffekte von Stromspeichern im Kontext der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien

Stunden nämlich entsprechende Stromspeicher (insbesondere auf Seiten der Anlagenbetreiber) zur Verfügung, ließen sich insbesondere bei den fluktuierenden Energieträgern stets eine bedarfsgerechte Einspeisung und ein entsprechendes Anbieterverhalten realisieren.³³⁶⁴ Sodann wäre es nämlich möglich, jegliche auftretenden Intervalle mangelnden Primärenergieträgerangebots zu überwinden,³³⁶⁵ die (ausgehend von Erfahrungswerten der Vergangenheit) teilweise mehr als zwölf Tage andauern können.³³⁶⁶ Insbesondere am Markt derzeit nicht benötigter, aber auf Grund der bestehenden Primärenergieträgerabhängigkeit produzierter respektive produzierbarer Strom könnte sodann stets verwertet werden.³³⁶⁷ Er bliebe im Falle einer bedarfsgerechten Drosselung als kostengünstiges Erzeugnis ansonsten mangels entsprechender Speichermöglichkeit stets ungenutzt und würde schlichtweg „verloren geh[en]“³³⁶⁸, was insgesamt

3363 Insofern wird in der Literatur (zu Recht) einheitlich vor allem die Förderung von Stromspeichern gefordert beziehungsweise für notwendig erachtet, vgl. exemplarisch *Eurosolar* nach Frey, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 596]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654]; vgl. zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 396]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 21]; *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 59]. Insoweit steht jedoch nicht immer (nur) die Markt-, sondern auch die ‚allgemeine‘ Netz- und Systemintegration im Vordergrund.

3364 Vgl. *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

3365 Vgl. *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 655].

3366 Siehe *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654], wonach Schwachwindphasen mit einem Umfang „von zehn bis 12 Tagen zu allen Jahreszeiten“ (ebenda) durchaus üblich waren, bei denen lediglich weniger als ein Zehntel der „insgesamt verfügbaren Windenergieanlagen Strom geliefert haben“ (ebenda). Ebenso ließen sich (noch) länger anhaltende Schwachwindphasen verzeichnen, siehe ebenda.

3367 Vgl. *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

3368 *Monopolkommission*, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, S. 236 Rn. 552, abrufbar unter: http://www.monopolkommission.de/sg_59/s59_volltext.pdf (zuletzt abgerufen am: 3.1.2014).

als „weder volkswirtschaftlich noch ökologisch“³³⁶⁹ erstrebenswert zu bewerten wäre.³³⁷⁰ Infolgedessen könnte mit der Implementation von ausreichend großen und wirksamen Speichern die beschriebene Ursache mangelnder Marktintegrationsfähigkeit dementsprechend abgestellt werden. Der Einsatz und die Förderung von Stromspeichern ist damit ein elementarer Schlüssel zum Erreichen der Marktintegration der erneuerbaren Energien.³³⁷¹

bb.) Kombinationsmöglichkeit der Speicherförderung mit dem Instrument virtueller Kraftwerke

Gleichzeitig ist die Speicherförderung nicht nur von isolierter Wirkung. Denn ebenso ist es möglich, die durch sie vermittelten Vorteile mit dem Modell der ‚virtuellen Kraftwerke‘ zu bündeln.³³⁷² Insoweit könnten die Speicher bei entsprechenden Kostenvorteilen sogar das verhältnismäßig teure Vorhalten von ansonsten nicht benötigter Erzeugungsleistung abstellen und zugleich generell überdurchschnittlich grenzkostenintensive Energieträger respektive Produktionsanlagen ersetzen. Es wären somit maximal mögliche „Synergieeffekte“³³⁷³ erzielbar. Folglich lassen sich die Positiveffekte der jeweiligen Ansätze kombinieren („Konzentrationswirkung“).

3369 *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16].

3370 *Monopolkommission*, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, S. 236 Rn. 552; *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 333]; *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [S. 16]; siehe ebenfalls *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 18].

3371 Diesbezüglich sei nochmals auf die Literatur hingewiesen, welche (zu Recht) einheitlich (unter anderem) die Förderung von Stromspeichern fördert beziehungsweise für notwendig erachtet, vgl. exemplarisch *Eurosolar* nach Frey, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 596]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654]; vgl. zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 396]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 21]; *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [S. 58].

3372 Vgl. *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

3373 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17].

cc.) Die Umsetzung der Förderung von Stromspeichern

Fraglich ist, wie die Förderung derartiger Speicher in der Praxis abzulaufen hat. Es wäre insofern ein unmittelbarer oder mittelbarer Bonus für die Implementation von Speichern vorstellbar.³³⁷⁴ Weiterhin gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass sich nach Aussage des Entwurfs zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 „viele Speichertechnologien noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden“³³⁷⁵.³³⁷⁶ Insbesondere sollen „[d]ie vorhandenen wissenschaftlichen Untersuchungen [...] noch nicht aus[reichen], um eine effektive und effiziente, breit angelegte Speicherförderung zu initiieren“³³⁷⁷.³³⁷⁸ Insofern wird zu Recht im Entwurf zum EEG-Erfahrungsbericht 2011 die Schaffung und Optimierung der „Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von Speichern“³³⁷⁹ angeregt und eine forcierte Entwicklung von Speichertechnologien inklusive entsprechender Pilotprojekte gefordert.³³⁸⁰ Auf Grund der insoweit mangelnden Marktreife und den verhältnismäßig hohen Kosten ist dies die erstnotwendige Maßnahme zur späteren Implementation von Energiespeichern in das Energieversorgungssystem.³³⁸¹ Es ist diesbezüglich zu begrüßen, dass „[e]ine entsprechende gemeinsame Förderinitiative mit einem Gesamtvolumen von 200 Mio. € [...] [vom] Bundeswirtschaftsministerium, [dem] Bundesumweltministerium und [dem] Bundesforschungsministerium im Frühjahr 2011 gestartet [wurde]“³³⁸², welche „an laufende Forschungsprojekte an[knüpft]“³³⁸³. Gleichwohl sollte die derzeitige Grundlagenforschung noch deutlich stärker ausgeweitet werden, um eine schnellstmögliche Implementation

3374 Vgl. so *Eurosolar* nach Frey, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27].

3375 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30.

3376 Siehe *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30; *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 6; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 588].

3377 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30.

3378 So *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30; siehe *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 588].

3379 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30.

3380 Siehe *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30.

3381 Vgl. zu Recht *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 31.

3382 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30.

3383 *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 30, dort mit weiteren Informationen dazu.

von Speichern zu ermöglichen. Wurde schließlich eine ausreichende Marktreife derartiger Technologien zur Speicherung elektrischer Energie erreicht, kann die unmittelbare Förderung zur Implementierung derartiger Speicher erfolgen.³³⁸⁴

So könnte beispielsweise im Bereich der Erzeugung für die Anlagenbetreiber(zusammenschlüsse)³³⁸⁵ ein entsprechender Bonus auf die Installation derartiger Speicher eingeführt werden.³³⁸⁶ Ebenso wäre ein Ansetzen der Förderung auf Seiten der Netzbetreiber oder gar Dritter denkbar, die sodann mit den jeweiligen Anlagenbetreibern in Kooperation treten.³³⁸⁷ Ebenso möglich wäre dann ein Zusatzbonus im Bereich der Förderung virtueller Kraftwerke.

dd.) Zwischenergebnis

Die Förderung von Stromspeichern ist demnach ein wichtiger Ansatzpunkt, um die Marktintegration der erneuerbaren Energien nachhaltig zu

3384 Vgl. insoweit *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 31.

3385 Kritisch zur Implementation von Speichern auf der Ebene von (einzelnen) Erzeugungsanlagen aus (volks-)wirtschaftlichen Gesichtspunkten *Matthes*, Der regulatorische Rahmen für die Energiewende, S. 6, abrufbar unter: <http://www.eko.de/oekodoc/1472/2012-049-de.pdf> (zuletzt abgerufen am: 4.1.2014) sowie *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 6 und *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 588], dort jeweils m.w.N.

3386 Insoweit kommt es zu Übereinstimmungen mit dem Ansatz, welcher der Flexibilitätsprämie – wenn auch in gänzlich anderer Ausgestaltung – gedanklich zugrunde liegt.

3387 Vgl. insoweit *Matthes*, Der regulatorische Rahmen für die Energiewende, S. 6 sowie *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 6 sowie *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 588], dort jeweils m.w.N., wonach der Einsatz von Speichern – und damit der Ausgleich der auftretenden Volatilität der Produktion und Einspeisung – „eher auf einer Makroebene“ (*Matthes*, Der regulatorische Rahmen für die Energiewende, S. 6) erfolgen sollte beziehungsweise wirtschaftlicher sei.

realisieren.³³⁸⁸ Sie muss also Gegenstand gesetzgeberischer Maßnahmen in diesem Kontext sein.

c.) Keine unmittelbare Lösung über alternative Marktmodelle

Neben den zwei im Vorhinein dargelegten, miteinander kombinierbaren Lösungsansätzen zur Überwindung des Hemmnisses einer bedarfsgerechten Produktion werden im Zusammenhang mit der Energiewende auch weitere Modelle wie das Modell des Kapazitätsmarktes wie auch das Quotenmodell diskutiert respektive erforscht.³³⁸⁹ Zu prüfen ist daher, ob derartige Modelle einen Beitrag dazu leisten können, den erneuerbaren Energien zu einer bedarfsgerechteren Erzeugung zu verhelfen. Letzteres ist – wie dargelegt – das entscheidende Ziel, soweit der Gesetzgeber eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien anstrebt.³³⁹⁰

aa.) Kapazitätsmarktmodell lediglich als Abhilfe der Effekte

Im Kontext des Problems der strengen Abhängigkeit vom Primärenergie-trägerangebot und der damit zusammenhängenden Volatilität der Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien wie Wind- und solarer

3388 Diesbezüglich sei nochmals auf die Literatur hingewiesen, welche (zu Recht) einheitlich (unter anderem) die Förderung von Stromspeichern fördert beziehungsweise für notwendig erachtet, vgl. exemplarisch *Eurosolar* nach Frey, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [S. 596]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 16]; *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [S. 654]; vgl. zudem *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 396]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 21].

3389 Vgl. exemplarisch *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET, dort auch mit weiteren Ansätzen; vgl. zudem anstatt vieler *Haucap / Kühling*, Eine Quote für den Grünstrom, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiewende-eine-quote-fuer-den-gruenstrom-11922146.html> (zuletzt abgerufen am: 24.7.2013); demgegenüber untersuchen *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, ZfE 2012, S. 243 [S. 250 ff.] das Modell des Quoten-systems und der Kapazitätsmärkte unter dem marktintegrativen Aspekt der eigenständigen Finanzierung erneuerbarer Energien auf dem erneuerbaren Energien untersuchen, dort auch m.w.N.

3390 Siehe insoweit nochmals Abschnitt C.VII.4.a.), S. 220 f., insb. S. 221 sowie Fußnote 1181.

Strahlungsenergie wird das Modell der sog. ‚Kapazitätsmärkte‘ als allgemeiner Lösungsansatz (im Rahmen der Energiewende) erörtert.³³⁹¹ Inhaltlich setzt das Instrument der ‚Kapazitätsmärkte‘ bei den einzelnen Kraftwerksbetreibern an und fördert „das Bereithalten von Kraftwerkskapazitäten und gesicherter, schnell abrufbarer Leistung“^{3392, 3393} Es wird sonach nicht nur die ‚einfache‘ Einspeisung von Strom ‚subventioniert‘^{3394, 3395} So scheint das vorgestellte Modell nach erster Betrachtung zwar eine gangbare Lösung darzustellen, um das Problem der mangelnden Rentabilität von Reservekraftwerken am Strommarkt zu bewerkstelligen, das mit dem steten Anstieg des Anteils der erneuerbaren Energien am Markt einhergeht (sog. „Missing-Money-Problem“³³⁹⁶), sodass letztlich ein Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet werden kann.³³⁹⁷ Gleichwohl wird insoweit sofort offenkundig, dass sich der systematische Ansatz nicht unmittelbar auf das Abschaffen des fluktuierenden, da primärenergieträgerabhängigen Produktionsverhaltens der Wind- und

3391 Vgl. exemplarisch *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET; demgegenüber analysieren *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, ZfE 2012, S. 243 [S. 251 f.] das Modell der Kapazitätsmärkte als Zusatzermöglichkeit für die Erneuerbaren Energien im Rahmen der Marktintegration, dort auch m.w.N.

3392 *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET.

3393 *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET.

3394 Insoweit sei nochmals darauf verwiesen, dass es sich bei einer derartigen Förderung nicht um eine ‚klassische‘ Subvention handelt; so fällt insbesondere die Förderung der erneuerbaren Energien über die Mindestvergütung nicht unter den Subventionsbegriff, siehe nochmals Fußnote Nr. 833 auf S. 156 sowie gerade *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 21.

3395 Vgl. *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET, der insoweit auf die ‚einfache‘ Lieferung des Stroms abstellt.

3396 *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET.

3397 Siehe *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET; zu einer vertiefenden Auseinandersetzung mit der Ausgestaltung derartiger Fördermodelle sei unter anderem ausführlich verwiesen auf *Achner / Michels / Nailis u.a. (BET)*, Kapazitätsmarkt, insb. S. 30 ff., abrufbar unter: http://www.bet-aach.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Studie_BNE_Kapazitaetsmarkt_1109.pdf (zuletzt abgerufen am: 24.7.2013) sowie *Elberg / Growitsch / Höffler (EWI)*, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, insb. S. 46 ff., abrufbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studie/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf (zuletzt abgerufen am: 24.7.2013).

solaren Strahlungsenergie bezieht und somit eine markt- und bedarfsge-
rechte Produktionsweise herbeiführen möchte. Vielmehr setzt das Modell
der Kapazitätsmärkte an dem Faktum einer nicht-bedarfsgerechten
Einspeisung als Ausgangssituation an,³³⁹⁸ und setzt sich damit lediglich
mit den derzeit vorherrschenden Effekten der fluktuierenden Erzeugung
auseinander. Dies ist zwar für den derzeitigen Zeitpunkt der Marktinte-
gration aus Gründen der Erhaltung der Versorgungssicherheit³³⁹⁹ als
grundlegendes Ziel jeglicher energiewirtschaftlichen Regulierung von
Bedeutung, vgl. § 1 Abs. 1 EnWG, wird jedoch nur eine temporäre Lösung
darstellen, soweit es dem Gesetzgeber ernsthaft an der Marktintegration
der erneuerbaren Energien gelegen ist.³⁴⁰⁰

Folglich stellt das Modell der Kapazitätsmärkte – in seiner jeweils
getroffenen Ausprägungsvariante – zwar ein grundsätzlich funktionie-
rendes, jedoch lediglich temporäres Mittel dar, um die Marktintegration
der erneuerbaren Energien zu begleiten. Alternativ bietet es – soweit vom
Gesetzgeber gewünscht – die Möglichkeit, eine vollständige Markttrans-
formation³⁴⁰¹ zu realisieren. Eine vollständige Marktintegration der
erneuerbaren Energien ist damit dahingegen nicht erzielbar.

3398 Siehe insoweit nochmals *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energie-
wende, FAZ.NET.

3399 Siehe *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET.

3400 Siehe dazu noch Abschnitt F.III.2.c.)cc.) sowie d.), S. 608 f.

3401 Im Unterschied zur Marktintegration ist unter dem Terminus der Markttransfor-
mation zu verstehen, dass sich der Markt im Rahmen der Energiewende zu den
erneuerbaren Energien hin umwandeln oder umgestalten muss,
vgl. *F.A. Brockhaus/wissenmedia*, Brockhaus-Enzyklopädie Online, Transfor-
mation, wonach unter dem Begriff der Transformation allgemein die
Umwandlung, Umformung oder Umgestaltung zu verstehen ist. Damit geht also
das Verständnis einher, dass sich nicht die erneuerbaren Energien an den Markt
anpassen und in diesen integrieren müssen, sondern sich vielmehr der Markt an
die Besonder- und Eigenheiten der erneuerbaren Energien anpassen muss
(Variation der Gesamtmarktbedingungen), vgl. *Leprich*, „Markttransformation
statt Markintegration“, Paradigmenwechsel durch erneuerbare Energien,
Folie 10 ff. [insb. Folie 10 und Folie 24], abrufbar unter: [www.htw-saarland.de/
wiwi/fakultaet/personen/professoren/dozenten-h-o/leprich/leprich/publikationen/
leprich_27._september_bronnbach.pdf](http://www.htw-saarland.de/wiwi/fakultaet/personen/professoren/dozenten-h-o/leprich/leprich/publikationen/leprich_27._september_bronnbach.pdf) (zuletzt abgerufen am: 16.1.2012). Dies
könnte folglich nicht nur preisliche Anpassungen wie auch Anpassungen der
bisherigen Produkte erfassen, sondern vor allem die Schaffung eines derartigen
Zusatzmarktes wie den vorgenannten Kapazitätsmarkt beinhalten. Die fossilen

bb.) Quotenmodell ohne Einfluss auf die Abhängigkeit vom
Primärenergieträgerangebot

Ähnliches gilt auch für das Quotenmodell.

(1) Der Mechanismus des Quotenmodells

Im Rahmen des Quotenmodells erfolgt die Festsetzung bestimmter Mengenverpflichtungen.³⁴⁰² Insofern wird einer Gruppe von Marktteilnehmern wie Anlagenbetreiber, Händler, Letztversorger, Letztverbraucher oder gar Netzbetreiber verpflichtet, eine gewisse Mindestmenge EE-Strom in einem bestimmten, vorab festgelegten Zeitraum (je nach ihrer Marktteilnehmerrolle) entweder zu erwerben, abzunehmen oder auch zu produzieren.³⁴⁰³ EE-Anlagenbetreiber können den produzierten Strom auf dem regulären Strommarkt (insb. im Stromgroßhandel) absetzen.³⁴⁰⁴ Sie konkurrieren demnach unmittelbar mit den fossilen Energieerzeugern.³⁴⁰⁵ Quotenmodelle werden dabei typischerweise nicht in Reinform betrieben,

Kraftwerke müssten sich im Feld der Markttransformation demnach den Erzeugungsbedingungen erneuerbarer Energien unterordnen, vgl. *Leprich*, Markttransformation in der Energiewirtschaft, Folie 19 ff., abrufbar unter: www.dassaaarlandhandelt.de/fileadmin/user_upload/News/Reden_Energiegipfel/Rede-Energiegipfel-Leprich.pdf (zuletzt abgerufen am: 16.1.2012); vgl. *ders.*, „Markttransformation statt Markintegration“, Folie 10 ff. [insb. Folie 10 und Folie 24]. Abschließend sei diesbezüglich insgesamt jedoch noch angemerkt, dass mit dem fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien automatisch eine (Art) Markttransformation stattfindet. Demnach kann die Energiewende keine starre Lösung und damit ein Alternativverhältnis zwischen Marktintegration und -transformation erfordern, sondern verlangt zur Erfolgsherbeiführung grundsätzlich vielmehr ein kumulatives Zusammenwirken marktintegrativer und -transformativer Maßnahmen.

3402 Siehe *Drillisch*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, S. 39 f.; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S. 21.

3403 *Drillisch*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, S. 39 f.; *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S. 21.

3404 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 71.

3405 Vgl. insoweit *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 71.

sondern vielmehr mit Zertifikatshandelssystemen gekoppelt.³⁴⁰⁶ Hierbei werden die entsprechenden, geeigneten EE-Erzeugungsanlagen zertifiziert.³⁴⁰⁷ Der Stromkäufer erwirbt sodann entweder mit dem Strombezug eine entsprechende Menge Zertifikate oder er kann sich losgelöst von jeglichem Stromerwerb und damit separat mit Zertifikaten eindecken,³⁴⁰⁸ mit denen schließlich die Einhaltung der vorgeschriebenen Quoten zum ‚Erfüllungszeitpunkt‘ belegt wird.³⁴⁰⁹ Werden die festgeschriebenen Quoten nicht erfüllt, sind Strafzahlungen an einen entsprechenden Quotenfond zu entrichten.³⁴¹⁰

(2) Mangelnde Eignung des Quotenmodells

Da das Quotenmodell in seinem Mechanismus insoweit an keiner Stelle gezielt an der mangelnden Bedarfsgerechtigkeit der Erzeugung ansetzt und auf die Dargebotsabhängigkeit gezielt Rücksicht nimmt,³⁴¹¹ kann es auch keinen nachhaltigen Einfluss auf das Produktionsverhalten der dargebotsabhängigen Energieträger nehmen. Vielmehr bevorzugt und ‚fördert‘ das Quotenmodell in seiner Ausgestaltung nur die effizientesten Energieträger,³⁴¹² die bereits eine gesteigerte Marktintegrationsfähigkeit aufweisen, sodass wiederum die Gefahr einer insgesamt monokulturellen

3406 *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, S. 21, dort m.w.N.

3407 *Drillisch*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, S. 39 f.

3408 *Drillisch*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, S. 40; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, Einführung Rn. 71.

3409 *Drillisch*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, S. 40; siehe *Ekardt*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG, Einleitung Rn. 32.

3410 *Ekardt / Schmeichel*, Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht, Nationale Klimaschutzmaßnahmen im EG-Recht, ZEuS 2009, S. 171 [S. 176].

3411 Vgl. insoweit *Haucap / Kühling*, Eine Quote für den Grünstrom, FAZ.NET; vgl. zudem den vorangegangenen Abschnitt F.III.2.c.)bb.) (1), S. 606 f.

3412 Vgl. *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET. Insofern wurde bereits zur ursprünglichen Fassung des Grünstromprivilegs kritisch dargelegt, dass dieses auf Grund seiner mangelnden Differenzierung allein im Erwerb von Stroms der kostengünstigsten und bereits „marktnächsten“ (ebenda) Energieträger / Erzeugungstechnologien (Wasserkraft, Deponiegas) durch die Stromhändler mündet, *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 392], siehe *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 17.

Förderung besteht. Insoweit würden sich auf Grund der bereits jetzt schon starken Durchdringung³⁴¹³ der fluktuierenden, nicht steuerbaren installierten Leistung und Erzeugung die dargelegten Probleme fortsetzen. Letztlich stellen sich insoweit gerade die gleichen Probleme, die bereits im Rahmen der Direktvermarktung und dem dort verwandten Instrument der Marktpremie identifiziert wurden. Der Mechanismus ist damit zur Überwindung des Problems der mangelnden bedarfsgerechten Ausrichtung der fluktuierenden Energieträger (ohne die Hinzuziehung eines additiven Instruments wie der Speicherförderung³⁴¹⁴) vollkommen ungeeignet.

cc.) Zwischenergebnis

Damit hat sich gezeigt, dass das Modell des Kapazitätsmarktes – wenn überhaupt – nur eine vorübergehende Lösung darstellen kann. Das Modell des Quotenhandels ist dahingegen vollkommen ungeeignet, um die mit der Bedarfsgerechtigkeit zusammenhängenden Marktintegrationsprobleme zu lösen, und der Marktintegration der erneuerbaren Energien insoweit zum Durchbruch zu verhelfen. Auch sonstige, zwischenzeitig diskutierte wie auch (noch) nicht umgesetzte Modelle wie beispielsweise die Strompreisbremse³⁴¹⁵ („Strompreis-Sicherung“³⁴¹⁶) oder (unter anderem) eine Deckelung der Vergütungssätze („Vergütungs-Obergrenze“³⁴¹⁷ für

3413 Vgl. *BMU*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Folie 12 f.

3414 Siehe dazu nochmals Abschnitt F.III.2.b.), S. 598 ff.

3415 Siehe dazu *BMU*, Energiewende sichern – Kosten begrenzen, Vorschlag zur Einführung einer Strompreissicherung im EEG, S. 1 ff., abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs/_eeg_strompreissicherung_20130128_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014); *DIE WELT*, Kanzleramt besiegelt Ende der Strompreisbremse, abrufbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article115458869/Kanzleramt-besiegelt-Ende-der-Strompreisbremse.html> (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014), dort mit m.w.V.

3416 *BMU*, Energiewende sichern – Kosten begrenzen, Vorschlag zur Einführung einer Strompreissicherung im EEG, S. 1.

3417 *Agora Energiewende*, Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess, S. 3, abrufbar unter: http://docs.dpaq.de/5277-agera_impulse_eeg_2_0.pdf (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014).

Neuanlagen)³⁴¹⁸ leisten keinen Beitrag, um das vorgenannte marktintegrative Hemmnis zu beseitigen – sie könnten höchstens kostensenkende Wirkung entfalten.

d.) Zwischenergebnis: Grundsätzlich mögliche Marktintegration – aber nicht zum jetzigen Entwicklungsstand

Insgesamt folgt daraus, dass die Probleme im Kontext der Bedarfsgerechtigkeit, die bislang ein Hemmnis für die Marktintegration der erneuerbaren Energien darstellen, durchaus überwunden werden können. Sonach stellt die Marktintegration zwar insgesamt kein unmögliches Unterfangen dar. Zum jetzigen Zeitpunkt ist auf Grund der beschriebenen Hemmnisse im Bereich der Marktintegration sehr wohl von einer (anfänglichen) Unmöglichkeit auszugehen. Um die Marktintegration erneuerbarer Energien zu realisieren, ist der Gesetzgeber demnach vor allem gezwungen, zunächst eine umfassende Förderung von Energiespeichern zu forcieren.³⁴¹⁹ Darauf aufbauend beziehungsweise unterstützend, können weitere marktintegrative Mechanismen etabliert werden. Insbesondere die Förderung virtueller Kraftwerke ist dabei als (weiteres) Instrument auf der Agenda der später durchzuführenden Marktintegration

3418 Siehe dazu *Agora Energiewende*, Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess, S. 3 ff. [insb. S. 3 und S. 13 f.], dort auch mit weiteren Vorschlägen zur Reformierung des EEG; *DIE WELT*, Wenn es kalt wird, kann uns der Strom ausgehen, abrufbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article120793992/Wenn-es-kalt-wird-kann-uns-der-Strom-ausgehen.html> (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014); *Ismar*, Neue, radikale Ideen für eine Stromprelsbremse, *DIE WELT*, abrufbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article120866769/Neue-radikale-Ideen-fuer-eine-Stromprelsbremse.html> (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014).

3419 Diesbezüglich sei nochmals auf die Literatur hingewiesen, welche (zu Recht) einheitlich (unter anderem) die Förderung von Stromspeichern fördert beziehungsweise für notwendig erachtet, vgl. exemplarisch *Eurosolar* nach Frey, *SWW* 6/2012, S. 26 [S. 27]; *Gawel / Purkus*, *ZUR* 2012, S. 587 [S. 596]; *Lehnert*, *ZUR* 2012, S. 4 [S. 16]; *Vahrenholt*, *Wirtschaftsdienst* 2010, S. 653 [S. 654]; vgl. zudem *Wustlich / Müller*, *ZNER* 2011, S. 380 [S. 396]; *Schomerus / Henkel*, *ER* 1/12, S. 13 [S. 21].

zu vermerken.³⁴²⁰ Es kann damit eine Kombination der vorgenannten Instrumente erfolgen.

3. Exkurs: Der Umgang mit marktintegrationsunfähigen Akteuren im Rahmen der Marktintegration

a.) Ausgangsproblem: Fördermöglichkeit vs. mangelnde Marktfähigkeit

Doch nicht nur aus dem Vorgenannten konnten marktintegrative Hemmnisse entdeckt werden. Ebenso ist deutlich geworden, dass Anlagenbetreiber, welche eine gewisse Mindestgröße nicht erreichen, grundsätzlich kaum zur Teilnahme am Strommarkt in der Lage sind.³⁴²¹ Für sie ist eine Teilnahme am Strommarkt kaum wirtschaftlich möglich.³⁴²² Gleichwohl werden sie sowohl von der Mindestvergütung wie auch von der Marktprämie mangels entsprechender Mindestgrößenvoraussetzungen grundsätzlich erfasst und entsprechend gefördert.³⁴²³ Insbesondere klein(st)e Solaranlagen, die für den reinen Eigenverbrauch ausgestaltet sind und verhältnismäßig hohe Investitions- und Gestehungs-

3420 Insofern sei nochmals darauf verwiesen, dass *Eurosolar* nach Frey, SWW 6/2012, S. 26 [S. 27] die Einführung eines Bonus für virtuelle Kraftwerke anstelle der Marktprämie forderte.

3421 Vgl. allein zum Wechsel in die Direktvermarktung *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 331]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19]; *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47]; vgl. generell zur Unwirtschaftlichkeit *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 7; vgl. *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 206 sowie zu den anfallenden Kosten S. 187.

3422 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 331]; *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 7; *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 206 sowie zu den anfallenden Kosten S. 187.

3423 Siehe nochmals Abschnitt E.VII.1.a.) sowie c.), S. 547 ff.; vgl. zur Mindestvergütung § 16 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 und Abschnitt B.IV.2.a.)aa.), S. 72, wonach lediglich auf die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien abgestellt wird, jedoch keine Mindestvoraussetzungen insbesondere bezüglich der Anlagengröße etc. gesetzt werden.

kosten³⁴²⁴ aufweisen, werden kaum am Strommarkt teilnehmen können.³⁴²⁵ Derartige Anlagen werden daher auch grundsätzlich nur bei ‚Haushaltskunden‘ anzutreffen sein. Sie könnten sonach wohl nicht einmal im Rahmen eines großen Verbundes (etwa eines virtuellen Kraftwerks) wirtschaftlich am Strommarkt teilnehmen.³⁴²⁶

Da bei diesen Anlagen sonach eine Marktintegration der erneuerbaren Energien unmöglich ist – und von einem Haushaltskunden als reinem Eigenverbraucher auch kaum eingefordert werden kann –, ist im Rahmen eines kurzen Exkurses noch zu untersuchen, wie der Gesetzgeber mit solchen Akteuren zu verfahren hat, die sich von vornherein auf Grund ihrer minimalen Anlagengröße etc. als marktunfähig erweisen.

b.) Fördersätze nach dem Modell „Börsenpreis plus fester Zuschlag“³⁴²⁷

Als ein erster Vorschlag wäre die Einführung einer dauerhaft auszufehlenden Vergütung auf Marktpreisbasis angelehnt an das in der Literatur vorgeschlagene Modell „Börsenpreis plus fester Zuschlag“³⁴²⁸ zu nennen.³⁴²⁹ Hierfür müssten aber zumindest gewisse Höchstgrößen festgelegt werden, für die ein derartiges Vergütungsmodell in Frage käme. Anlagen, welche diese Größenfestsetzung überschreiten, würden hingegen nicht nach diesem Modell, sondern nach dem (substituierten) marktintegrativen Mechanismus gefördert. Über diese Größenbeschränkungen hinaus wäre auch eine zeitliche Beschränkung des Modells auf einen

3424 Die hohen Gestehungskosten werden dabei vor allem durch die absolut wie auch relativ hohen Vergütungssätze kleiner Solaranlagen abgebildet, vgl. § 32 EEG 2012, insb. Abs. 2 Nr. 1.

3425 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 331]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19], wonach die marktprämierte Direktvermarktung auf Grund ihrer Komplexität für kleine Anlagenbetreiber gewisse Nachteile birgt; vgl. bereits *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 29 f. (dort m.w.N.) und allgemein S. 206.

3426 Vgl. zur prämierten Direktvermarktung *Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 331], wonach „Kleinstanlagen“ (ebenda) bereits „[f]ür das Geschäftsmodell der professionellen [Vermarkter]“ (ebenda) ohne Bedeutung sind. Diese bilden im Rahmen ihrer geschäftlichen Praxis gerade virtuelle Kraftwerke, siehe ebenda, S. 329 und S. 332 sowie Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 427 f.

3427 *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 2.

3428 *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 2.

3429 Vgl. insoweit kurz *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 2.

Zeitraum deutlich unterhalb von 20 Jahren vorzusehen, welcher die genaue Amortisierung der angefallenen Kosten (insbesondere Anschaffung und Installation wie auch Wartung) abdeckt³⁴³⁰.

Insgesamt wäre ein derartiges Vorgehen aus Kosten- und Effizienzgesichtspunkten unter der Hinsicht gerechtfertigt, da die Beibehaltung der Mindestvergütung für Neuanlagen insbesondere im Rahmen der zukünftigen Zubauraten volkswirtschaftlich als gerade nicht hinnehmbar³⁴³¹ erscheint. Andererseits würde eine vollkommene Abschaffung der Förderung derartiger Anlagen auch die Ziele der Energiewende – eine (beinahe) vollständige Versorgung aus erneuerbaren Energien –³⁴³² zum jetzigen Zeitpunkt bedrohen, da ein gewichtiger Anteil der Anlagen bisher gerade [noch] von kleiner bis kleinster Größe beschaffen ist und zudem dezentral erzeugt,³⁴³³ und gegebenenfalls darüber hinaus auch noch primär respektive ausschließlich der Eigenversorgung dient. Es muss damit weiterhin zumindest eine gewisse Investitionssicherheit gewährleistet werden.

Ein derartiges Modell kommt auf Grund des bestehenden Bestandschutzes lediglich für Neuanlagen, aber nicht für Bestandsanlagen in Betracht.³⁴³⁴

3430 Vgl. insoweit zur Konzeption der Mindestvergütung BT-Drs. 15/2864, S. 36; BT-Drs. 14/2776, S. 22; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Muggenborg*, EEG 2012, § 16 Rn. 5.

3431 Siehe hierzu erneut Abschnitt A.I.3., S. 51 ff.

3432 Vgl. insoweit nochmals *BMU*, Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich, Eckpunkt Papier der Bundesregierung zur Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmu.de/uebrige-seiten/der-weg-zur-energie-der-zukunft-sicher-bezahlbar-und-umweltfreundlich/> (zuletzt abgerufen am: 12.2.2013); *BMW i / BMU*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, S. 5; sowie allgemein § 1 Abs. 2 EEG 2012.

3433 *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [S. 17]; *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [S. 657].

3434 Vgl. insoweit zum Bestandsschutz und den jeweiligen Eingriffen bei der Veränderung der Vergütung nochmals *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, S. 16 ff.; *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 21 Rn. 43 ff.

c.) Ausnahmecharakter der Förderung nicht marktintegrationsfähiger Anlagen

Insgesamt muss der Schwerpunkt der Förderung aber primär auf die Marktintegration ausgerichtet werden. Demnach dürfen nicht-marktintegrative Fördermaßnahmen nur eine zwingende Ausnahme darstellen. Auf Dauer muss damit darauf hingewirkt werden, auch diese Ausnahme weitestmöglich abzustellen (lediglich temporäre Maßnahmen). Dies gilt allein aus dem Grund, eine dauerhafte Fehlallokation der eingesetzten Mittel zu vermeiden. Das Ziel muss gerade eine vollständige Marktintegration der erneuerbaren Energien sein. Insgesamt muss die Förderung der erneuerbaren Energien daher gewissen Mindest- sowie Höchstgrößen unterworfen werden, um die Gesamtwirtschaftlichkeit zu garantieren. Eine Ausnahme könnte sich dabei nur für den Fall ergeben, dass sich das Smart-Grid-Modell (i.w.S.)³⁴³⁵ inklusive entsprechender Eigenversorgung in der Realität durchsetzen sollte.

IV. Ergebnis und kritische Schlussbemerkungen

1. Keine Herbeiführung der Marktintegration durch die novellierte Direktvermarktung

Es zeigt sich damit deutlich, dass der Gesetzgeber mit der marktpremiierten Direktvermarktung letztlich vieles überstürzt hat. Das System der Direktvermarktung bedingt inhaltlich einen grundsätzlich vollkommenen marktintegrationsfähigen Anlagenbetreiber, setzt mit der Marktpremie

3435 Unter dem Terminus ‚Smart Grid‘ versteht man allgemein „die kommunikative Vernetzung und Steuerung von Stromerzeugern, Speichern, elektrischen Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und –verteilungsnetzen der Elektrizitätsversorgung“ (*Wikimedia Foundation, Wikipedia, Intelligentes Stromnetz*, abrufbar unter: http://de.wikipedia.org/wiki/Intelligentes_Stromnetz (zuletzt abgerufen am: 7.1.2014), dort m.w.V.). Nach der Definition der *Monopolkommission*, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, S. 170 Rn. 373, erfolgt dabei eine Differenzierung des Terminus ‚Smart Grid‘ nach dem engeren und weiteren Sinne, wobei letzterer unter Einbeziehung aller Wertschöpfungsstufen des Strommarktes „den Bau neuer (leistungsfähiger) Netze, verbunden mit einer intelligenten Vernetzung von Kraftwerks-, Übertragungs- und Verteilernetzkapazität und Nachfragern“ (ebenda) umfasst.

zugleich aber vollkommen falsche Ansätze, die in einer reinen Übersteuerung³⁴³⁶ enden. Demnach ist die prämierte Direktvermarktung auch nicht dazu in der Lage, der Marktintegration der erneuerbaren Energien zum Erfolg zu verhelfen. Sie kann lediglich als eine erste Versuchsphase für die Anlagenbetreiber gewertet werden, sich auf den Strommarkt vorzubereiten.³⁴³⁷

Mit anderen Worten können die vom Gesetzgeber getätigten Maßnahmen nur unter den Begriff des ‚politischen Aktionismus‘ subsumiert werden, der seinen Ursprung – wie letztlich die gesamte Energiewende – in der Reaktorkatastrophe von Fukushima hat. Es hat sich insoweit bestätigt, dass die EEG-Novelle „mit [viel zu] heißer Nadel gestrickt“³⁴³⁸ wurde.³⁴³⁹ Dies zeigt sich im Rahmen der (geförderten) Direktvermarktung zwar nicht unbedingt am reinen Normenkorsett und der systematischen Ausgestaltung – diese kann abgesehen von gewissen ‚Randproblemen‘ insgesamt als ‚solide‘ bezeichnet werden –, sondern insbesondere an der inhaltlichen Fehlsteuerung des implementierten Instruments der Marktprämie. Der Gesetzgeber hat letztlich mit der Marktprämie die bisherigen Inhalte der Mindestvergütung fortgesetzt, was sich allein an der Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung³⁴⁴⁰ erkennen lässt. Die Marktprämie setzt damit die Mindestvergütung in einem leicht modifizierten Gewand fort. Es kommt durch die eingeführte Direktvermarktung damit zu einer Art ‚Doppelung‘ der Förderwege.

3436 Lüdemann / Ortman, ZNER 2012, S. 325 [S. 333].

3437 Vgl. insoweit Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn, ZfE 2012, S. 243 [S. 254], wonach die eingeführten „Marktintegrationsinstrumente[n]“ (ebenda) nur als eine „Übergangslösung“ (ebenda) bewertet werden; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 588], welche das mit der EEG-Novelle verfolgte Ziel allgemein als ‚Anstreben‘ eines besonderen „Übergangspfad[es]“ (ebenda) beschreiben, der neben das fortbestehende „Markteinführungsregime“ (ebenda) tritt ohne einen „grundsätzliche[n] Systemwechsel“ (ebenda) zu initiieren; vgl. ebenda, S. 595.

3438 Menzner, EEG-Novelle mit heißer Nadel gestrickt, in: Bewertung des EEG 2012, Biogas Journal 5/2011, S. 26 [S. 28].

3439 So beispielsweise Menzner, in: Bewertung des EEG 2012, Biogas Journal 5/2011, S. 26 [S. 28], jedoch zu einem vollständig anderen Themenbereich (Biogas).

3440 Siehe zur Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung nochmals Abschnitt B.V.4.c.)aa.), S. 109 sowie vor allem Abschnitt D.II.3.a.), S. 291 f. wie auch Abschnitt E.VII.1.b.)aa.), S. 550.

Da auch die übrigen Instrumente gegenüber der Marktpremie keineswegs ein relevantes Maß an Nutzung erfahren,³⁴⁴¹ können sie – abseits ihres bereits jetzt als auf Grund der aufgezeigten Integrationshemmnisse grundsätzlich untauglich einzuschätzenden Mechanismus – kaum marktintegrative Effekte erzielen.³⁴⁴² Demzufolge führt die Direktvermarktung in ihrer jetzigen Form – insbesondere mit ihrem Instrument der Marktpremie – nicht zur Marktintegration, sondern zu einer rein ‚kosmetischen‘ Förderverschiebung. Sie kann als praktisch vollständiger Fehlschlag im Rahmen der Agenda ‚Marktintegration‘ bezeichnet werden.

2. Der Terminus der Marktintegration als politische Begrifflichkeit

Darüber hinaus ist zu konstatieren, dass der insbesondere im Rahmen der Gesetzesbegründung³⁴⁴³ verwandte Terminus der ‚Marktintegration (der erneuerbaren Energien)‘ letztlich als rein politisch, programmatisch geprägte Begrifflichkeit aufzufassen ist, deren Inhalt je nach aktueller politischer Situation entsprechend ‚ausgelegt‘ werden kann und somit einer juristischen Auslegung gar nicht erst zugänglich ist. Dies zeigt sich vor allem daran, dass keine vollständige Deckung zwischen dem erarbeiteten Verständnis vom Terminus der Marktintegration³⁴⁴⁴ und dem Verständnis dieses Begriffes besteht, welches sich im Rahmen der Untersuchung der Wirkweise der verwandten Instrumente gezeigt hat. Insofern hält sich der Gesetzgeber zugleich die Möglichkeit offen, stets jegliche Instrumente unter den Terminus der Marktintegration in das EEG einführen respektive diese beliebig (insbesondere bei mangelnder Wirksamkeit) austauschen zu können.

Insgesamt hat sich das Vorhaben der Marktintegration (ausgehend vom erarbeiteten Begriffsverständnis) als ein äußerst vielschichtiger und komplexer Prozess erwiesen, für den keine Musterlösung unmittelbar ersichtlich ist. Dennoch hat sich deutlich gezeigt, dass die dargelegten Maßnahmen im Bereich der Speicherförderung und Förderung virtueller Kraftwerke derzeit von oberster Priorität sind.³⁴⁴⁵ Gleichzeitig muss sich

3441 Siehe Abschnitt D.I.2.b.), S. 267 ff.

3442 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.I.2.c.), S. 270 ff.

3443 Vgl. BR-Drs. 341/11, S. 1 ff. [insb. S. 91].

3444 Siehe Abschnitt B.VII., S. 148 ff., insb. Abschnitt B.VII.2.b.), S. 154 f.

3445 Siehe nochmals Abschnitt F.III.2., S. 592 ff.

der Gesetzgeber dauerhaft vom Konzept der Mindestvergütung verabschieden, um einen ungesteuerten, marktfremden und gar ‚blinden‘ Zubau von Anlagen zu verhindern. Es sind insoweit zunächst entsprechende Übergangslösungen zu implementieren, welche bis zur vollständigen Realisierung der Energiespeicher³⁴⁴⁶ und des Modells der virtuellen Kraftwerke³⁴⁴⁷ – und damit dem letztlichen Erreichen des entscheidenden Fortschritts an Integrationsfähigkeit – den Bestand einer wirtschaftliche(re)n wie auch sicheren Energieversorgung gewähren.

Hätte der Gesetzgeber die Energiewende nicht derart vorschnell und überhastet angegangen, wäre es grundsätzlich nicht zu den bislang attestierbaren – und auch noch zukünftig auftretenden – Problemen wie auch Mehrkosten³⁴⁴⁸ gekommen. So wäre ein Festhalten an der Mindestvergütung – zumindest bis zur Umsetzung der marktintegrationsnotwendigen Maßnahmen – kostengünstiger gewesen.

3. Veränderung der Finanzierungsbasis des Fördersystems

Abseits der vorgenannten Schlussfolgerungen sollte der Gesetzgeber auch überlegen, die Förderung insgesamt auf eine andere Finanzierungsbasis zu stellen. Denn – wie bereits dargelegt – wird das Modell der Förderwälzung über die EEG-Umlage auf Grund der verzeichenbaren Kostensteigerungen erhebliche volkswirtschaftliche Konsequenzen herbeiführen.³⁴⁴⁹ Insofern wäre vor allem eine Finanzierungsbasis wünschenswert, die nicht zu einer direkten, unmittelbar spürbaren Belastung der Letztverbraucher führt. Diesbezüglich gilt es jedoch die rechtlichen Grenzen entsprechend zu berücksichtigen.

4. Ergebnis

Insgesamt sind die Formen der Direktvermarktung des EEG 2012 nicht geeignet, einen Beitrag zur Marktintegration der erneuerbaren Energien zu

3446 Siehe dazu nochmals Abschnitt F.III.2.b.), S. 598 ff.

3447 Siehe dazu nochmals Abschnitt F.III.2.a.), S. 593 ff.

3448 Siehe dazu nochmals Abschnitt D.II., S. 287 ff.

3449 Vgl. insoweit nochmals Abschnitt A.I.3., S. 51 ff.; zur Mehrkostenentstehung siehe nochmals Abschnitt D.II., S. 287 ff.

IV. Ergebnis und kritische Schlussbemerkungen

leisten und genügen demnach auch nicht dem Kriterium der Erzielung ökonomischer Effizienz.

G. Verbesserungen oder reine Kosmetik³⁴⁵⁰ durch die EEG-Novelle 2014?

Mit dem EEG 2014 ist am 01. August 2014 eine weitere Novelle des EEG in Kraft getreten,³⁴⁵¹ die vom Gesetzgeber selbst als „grundlegende Reform“³⁴⁵² sowie als „eine zentrale Maßnahme für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende“³⁴⁵³ proklamiert wurde.³⁴⁵⁴ Im Zuge der Novellierung ist es dabei zu „weitreichende[n] Veränderungen“³⁴⁵⁵ gekommen.³⁴⁵⁶ Es wurde nicht nur der Titel des EEG geändert, vielmehr erfolgte auch eine weitgehende Umstellung und Neugestaltung der gesetzlichen Systematik.³⁴⁵⁷ Mit der Novelle wird insofern zum einen eine Reduzierung und gerechte Verteilung der anfallenden Kosten und eine „Vereinfachung des Gesetzes“³⁴⁵⁸ angestrebt. ³⁴⁵⁹ Zum anderen soll ein Fördersystemwechsel erfolgen.³⁴⁶⁰ Die signifikanten Veränderungen im Rahmen der Reform zum EEG 2014 fanden damit im Rahmen des Fördersystems statt.³⁴⁶¹ Es sind unter anderem ein „Paradigmenwechsel in der

3450 So bereits ausschließlich zur Titeländerung *Müller / Kahl / Sailer*, Das neue EEG 2014, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

3451 Vgl. BGBl. I, S. 1132 vom 24.7.2014, Art. 23; so *Wustlich*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113].

3452 BT-Drs. 18/1304, S. 1 und S. 88.

3453 BT-Drs. 18/1304, S. 1 und S. 88.

3454 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 1 und S. 88; zum Erstgenannten *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113].

3455 *Sprenger*, Vertrauensschutz für Anlagenbetreiber, Investoren und Unternehmen beim Übergang zum EEG 2014, ZNER 2014, S. 325 [S. 325].

3456 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325].

3457 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113], dort auch insgesamt ausführlich zu den (weiteren) Änderungen durch die EEG-Novelle 2014 sowie zum Gesetzgebungsverfahren; zu den Änderungen durch die EEG-Novelle 2014 sei zudem verwiesen auf *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139 ff.] sowie *Thomas*, Das EEG 2014 – Eine Darstellung nach Anspruchsgrundlagen, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 1 ff.], abrufbar unter: http://rsw.beck.de/rsw/upload/NVwZ/NVwZ-Extra_2014_17.pdf (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015).

3458 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

3459 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

3460 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

3461 So *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

Hierarchie der Ver[wertungs]formen³⁴⁶² und zugleich „umfangreiche Änderungen am Regelungsrahmen zur Direktvermarktung“³⁴⁶³ zu verzeichnen.³⁴⁶⁴

Im Nachfolgenden wird daher untersucht, ob und – falls ja – inwieweit die Modifikationen im Rahmen der Direktvermarktung deren marktintegrative Wirkung verbessern. Es wird also analysiert, ob es dem Gesetzgeber mit der Novelle zum EEG 2014 gelungen ist, die vorhandenen Mängel im System der Direktvermarktung zu beseitigen oder ob weiterhin ein zur Marktintegration der erneuerbaren Energien ungeeignetes Fördersystem (in geänderter Form) eingesetzt wird.

I. Förderung erneuerbarer Energien und Direktvermarktung im EEG 2014

Um die im Vorhinein aufgeworfene Fragestellung beantworten zu können, werden zunächst die wesentlichen Änderungen im Rahmen der Förderung erneuerbarer Energien und insbesondere am System der Direktvermarktung im EEG 2014 erläutert. In diesem Kontext wird ebenfalls aufgezeigt, ob lediglich Neu- oder auch Bestandsanlagen von den vorgenannten Änderungen betroffen sind. Im Anschluss an diese Darstellung kann anhand der aufgestellten Anforderungen und bisherigen Ergebnisse bezogen auf die marktintegrative Wirkung der Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2012 anschließend dargelegt werden, ob und inwieweit die Novelle zu einer Verbesserung der marktintegrativen Wirkung der Direktvermarktung führt.³⁴⁶⁵

3462 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

3463 Lüdemann / Ortmann, Direktvermarktung im EEG, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387].

3464 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 139], dort auch zu den weiteren Änderungen im Rahmen des Fördersystems; Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387].

3465 Insoweit orientiert sich der Aufbau in Grundzügen an Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388 ff.].

1. Grundsätzliche Neugestaltung der Verwertungsformen im EEG 2014

a.) Verwertungsformen im EEG 2014

Eine der wesentlichen und entscheidenden Modifikationen durch die EEG-Novelle 2014 ist die – bereits im Koalitionsvertrag vereinbarte³⁴⁶⁶ – „verpflichtende Einführung der Direktvermarktung“^{3467,3468}. Damit geht zugleich eine Umgestaltung der (bisherigen) Verwertungsformen im EEG einher.³⁴⁶⁹

aa.) Veräußerungsformen nach § 20 Abs. 1 Abs. 1 EEG 2014

Grundsätzlich besteht für den Anlagenbetreiber nach § 20 Abs. 1 EEG 2014 die Wahlmöglichkeit zwischen vier „Veräußerungsformen“^{3470,3471}. Der mittels der Marktprämie geförderten Direktvermarktung (§ 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014), der sonstigen Direktvermarktung (§ 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014), der Einspeisevergütung für kleine Anlagen nach § 37 EEG 2014 (§ 20 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2014) sowie der Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 38 EEG 2014 (§ 20 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014).³⁴⁷²

Insgesamt wird somit die Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (vormals § 33b Nr. 1 EEG 2012) sowie die sonstige Direktvermarktung (vormals § 33b Nr. 3 EEG 2012) grundsätzlich beibehalten. Die aus der Vorgängernovelle mit § 33b Nr. 2 EEG 2012 bekannte Form der „Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen nach § 39 Absatz 1 [EEG

3466 Vgl. *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 54 f.; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388]; vgl. zudem BT-Drs. 18/1304, S. 138.

3467 *Gawel / Lehmann*, Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654].

3468 *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654]; siehe zudem *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325].

3469 Vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116].

3470 § 20 EEG 2014.

3471 Vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116].

3472 Siehe *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116]; vgl. § 20 EEG 2014.

2012]³⁴⁷³ ist – ebenso wie die zugehörige Regelung zum Grünstromprivileg (§ 39 EEG 2012) – im Wege der Novellierung dahingegen gestrichen worden.³⁴⁷⁴

bb.) Anteilige Inanspruchnahme der Veräußerungsformen

Die (weiterhin bestehende) Alternativität³⁴⁷⁵ beziehungsweise „Exklusivität“³⁴⁷⁶ der vorgenannten Verwertungsformen wird auch im EEG 2014 wiederum³⁴⁷⁷ durch die Möglichkeit der anteiligen Inanspruchnahme der Verwertungsformen nach § 20 Abs. 2 S. 1 EEG 2014 durchbrochen (vormals vorgesehen in § 33f EEG 2012).³⁴⁷⁸ Diese bleibt dabei jedoch ausschließlich auf die Formen von § 20 Nr. 1 bis 3 EEG 2014 beschränkt.³⁴⁷⁹ Die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 38 EEG 2014 kann also nicht anteilig wahrgenommen werden.³⁴⁸⁰

3473 § 33b Nr. 2 EEG 2012.

3474 Vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116], der insoweit lediglich allgemein auf die Abschaffung des Grünstromprivilegs als solches abstellt; so zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3475 So zum Verhältnis der Direktvermarktung zur Mindestvergütung im EEG 2012 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 382]; *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33e Rn. 1; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33a Rn. 6 und § 33e Rn. 1; siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt B.V.3.b.), S. 103 f., dort m.w.N.

3476 So zum Verhältnis der Direktvermarktungsformen i.R.d. Direktvermarktung im EEG 2012 *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 18; *Ekardt / Hennig*, in: *Frenz / Müggenborg*, EEG 2012, § 33b Rn. 1; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33b Rn. 3; siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt B.V. 4.b.), S. 107 f., dort m.w.N.

3477 Siehe zur anteiligen Direktvermarktung i.R.d. EEG 2012 nochmals Abschnitt B.V.3.c.), S. 105 f. sowie Abschnitt B.V.4.b.), S. 107 f.

3478 Vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 3].

3479 Vgl. § 20 Abs. 2 S. 1 EEG 2014; vgl. *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3480 So letztlich BT-Drs. 18/1891, S. 201; *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 3].

cc.) Eigen- und Drittverbrauch gemäß § 20 Abs. 3 EEG 2014

Neben den vorgenannten Verwertungsformen besteht für den Anlagenbetreiber nach wie vor³⁴⁸¹ – neben dem Eigenverbrauch³⁴⁸² – die jederzeitige Möglichkeit, den Strom „vollständig oder anteilig an Dritte [zu] veräußern, sofern diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbrauchen und der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird“³⁴⁸³, wie § 20 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014 noch einmal ausdrücklich klarstellt. Es verbleibt damit bei der Möglichkeit des Eigen- bzw. Drittverbrauchs.

b.) Neue Formen der Einspeisevergütung

Eine vollkommene Umgestaltung hat demgegenüber das Regime der Einspeisevergütung erfahren. Die Mindestvergütung wurde dabei in ihrer ursprünglichen ‚einfachen‘ Ausgestaltung als das bisherige Primärförderinstrument³⁴⁸⁴ des EEG im Zuge der Novelle abgeschafft.³⁴⁸⁵ Im EEG 2014 sieht der Gesetzgeber stattdessen zwei neue beziehungsweise modifizierte Unterformen der Mindestvergütung vor:³⁴⁸⁶ Zum einen die Einspeisevergütung für kleine Anlagen gemäß § 37 EEG 2014, zum anderen die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen gemäß § 38 EEG 2014.³⁴⁸⁷

3481 Vgl. zur Situation i.R.d. EEG 2012 noch einmal Abschnitt B.V.3.a.)aa.) und bb.), S. 102 f.

3482 Insofern sei darauf hingewiesen, dass der Eigenverbrauch nunmehr anteilig mit der EEG-Umlage belastet wird, *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 1 Fn. *] und *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1120]; beim Letztgenannten mit weiteren Ausführungen zur Belastung des Eigenverbrauchs.

3483 § 20 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2014.

3484 Vgl. insoweit BR-Drs. 341/11, S. 88 zu den „für den Ausbaurfolg entscheidenden Strukturelementen des EEG“ (ebenda); *Ekardt*, in: Frenz / Müggenborg, EEG 2012, Einleitung Rn. 30, der insoweit vom „grundsätzlich vorgesehenen Vertriebsweg“ (ebenda) spricht.

3485 Vgl. *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 2].

3486 Vgl. *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3487 Siehe *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

aa.) Einspeisevergütung für kleine Anlagen gemäß § 37 EEG 2014

Die Einspeisevergütung für kleine Anlagen gemäß § 37 EEG 2014 stimmt dabei vom instrumentellen Ansatz mit der bislang im EEG eingesetzten Einspeisevergütung grundsätzlich überein.³⁴⁸⁸ Jedoch besteht dabei eine entscheidende Einschränkung:³⁴⁸⁹ Sie wird – wie bereits der Wortlaut der Gesetzesüberschrift offenbart – nur bei Anlagen gewährt, die eine gewisse Mindestgröße nicht überschreiten.³⁴⁹⁰ Der Gesetzgeber hat im Rahmen des § 37 Abs. 2 EEG 2014 dafür eine entsprechende „Bagatellgrenze“³⁴⁹¹ festgesetzt, die sukzessive reduziert respektive verschärft wird.³⁴⁹² Danach können lediglich Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 500 kW diese Form der Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, soweit eine Inbetriebnahme im Jahr 2015 erfolgt.³⁴⁹³ Findet demgegenüber die Inbetriebnahme ab dem Jahr 2016 statt, darf die installierte Leistung einen Wert von 100 kW nicht überschreiten, um die Einspeisevergütung i.S.d. § 37 EEG 2014 zu beanspruchen.³⁴⁹⁴

Zur Bemessung der Vergütung sei zudem angemerkt, dass die jeweiligen Fördersätze bei fluktuierenden Energieträgern stets um 0,4 Cent / kWh „pauschal“³⁴⁹⁵ gekürzt werden.³⁴⁹⁶ Bei steuerbaren Energieträgern findet demgegenüber eine „pauschal[e]“³⁴⁹⁷ Kürzung um 0,2 Cent / kWh statt.³⁴⁹⁸ Dies rührt jeweils daher, dass die Direktvermark-

3488 Vgl. Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3489 Vgl. Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9].

3490 Siehe Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9].

3491 So ausdrücklich BT-Drs. 18/1304, S. 91 sowie BT-Drs. 18/1891, S. 204; anstatt vieler Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3492 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3493 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9].

3494 So Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; vgl. zudem Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3495 Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3496 Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; siehe zudem Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3497 Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3498 Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; siehe zudem Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9].

tungs(mehr)kosten³⁴⁹⁹ (im EEG 2012 noch abgebildet und erstattet über die Managementprämie)³⁵⁰⁰ im Rahmen des EEG 2014 durch die Umstellung auf die „verpflichtende[.] Direktvermarktung [...] nunmehr in den neuen Fördersätzen [entsprechend enthalten sind]“^{3501, 3502} Bei der Inanspruchnahme der Einspeisevergütungsvariante nach § 37 EEG 2014 fallen sie anlagenbetreiberseitig hingegen nicht an, weshalb letztlich die vorgenannte Kürzung erfolgt.³⁵⁰³

bb.) Einspeisevergütung in Ausnahmefällen gemäß § 38 EEG 2014

Die zweite Form der Einspeisevergütung im EEG 2014 ist die sogenannte Einspeisevergütung in Ausnahmefällen gemäß § 38 EEG 2014. Diese steht zwar jeglichen Anlagen unabhängig von ihrer Größe (installierten Leistung) zur Verfügung,³⁵⁰⁴ erfährt jedoch ihrer Höhe nach eine entscheidende Modifikation.³⁵⁰⁵ Im Rahmen dieses Vergütungsregimes werden dem Anlagenbetreiber nämlich allein 80 Prozent dessen gewährt, was er ansonsten im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung normalerweise als Betrag beziehungsweise Wert insgesamt erhalten hätte.³⁵⁰⁶ Im

3499 Die durch die Managementprämie i.R.d. EEG 2012 abgedeckten Kosten werden in der Gesetzesbegründung zum EEG 2014 nunmehr uneinheitlich als „Direktvermarktungskosten“ (so bspw. BT-Drs. 18/1304, S. 142) oder als „Direktvermarktungsmehrkosten“ (BT-Drs. 18/1304, S. 129) bzw. als „Vermarktungsmehrkosten“ (BT-Drs. 18/1304, S. 129) bezeichnet, vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 129 ff. Ein Unterschied zwischen den letztgenannten Begriffen besteht dabei jedoch nicht.

3500 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; zur Managementprämie i.R.d. EEG 2012 sei verwiesen auf Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 294 ff. sowie Abschnitt E.III.1.c.)aa.), S. 448.

3501 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3502 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; siehe zudem *Purkus / Gawel / Diessenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3503 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3504 Vgl. *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3505 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3506 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

Verhältnis zum regulär³⁵⁰⁷ anzulegenden Wert erfolgt also eine Kürzung um zwanzig Prozent.³⁵⁰⁸

Es soll sich bei diesem Instrument insofern um eine „Notlösung für Ausnahmesituationen“³⁵⁰⁹ handeln.³⁵¹⁰ Daher rührt auch die Bezeichnung als „Ausfallvergütung“³⁵¹¹ respektive „Ausfallvermarktung“^{3512, 3513}. Als typischer Anwendungsfall wird dabei die Insolvenz des Direktvermarktungsunternehmens³⁵¹⁴ des jeweiligen Anlagenbetreibers angeführt.³⁵¹⁵ Trotz der gesetzgeberisch gewählten Bezeichnung dieses Instruments als „Einspeisevergütung in Ausnahmefällen“³⁵¹⁶ müssen zur Inanspruchnahme dieser modifizierten Form der Einspeisevergütung jedoch keine weiteren besonderen Voraussetzungen (seitens des Anlagenbetreibers) erfüllt sein.³⁵¹⁷ Es muss also gerade kein Nachweis über den Eintritt eines derartigen Ausnahmefalls geführt werden.³⁵¹⁸ Vielmehr vertraut der Gesetzgeber ausschließlich darauf, dass allein der vorgesehene Abschlag gegenüber der regulären Marktprämienförderung dazu führt, dass die Einspeisevergütung nach § 38 EEG 2014 von den Anlagenbetreibern auf

3507 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3508 *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; so zudem letztlich *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3509 *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3510 So *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3511 BT-Drs. 18/1304, S. 131; so vor allem *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3512 BT-Drs. 18/1304, S. 91; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3513 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 131; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3514 Der Begriff des Direktvermarktungsunternehmens wird vom Gesetzgeber im EEG 2014 anstelle des bislang allgemein bekannten Begriffs des „Zwischenhändler[s]“ (*Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19]) beziehungsweise des „Direktvermarkters“ (*Lüdemann / Ortman*, ZNER 2012, S. 325 [S. 328]) als Rechtsbegriff verwandt, vgl. allein § 5 Nr. 10, § 20 Abs. 3 Nr. 1, § 33 Nr. 3 sowie § 34 EEG 2014 und die Gesetzesbegründung BT-Drs. 18/1304, S. 91 ff. [insb. S. 113].

3515 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 139; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3516 § 38 EEG 2014.

3517 So *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; so ohne ausdrückliches Abstellen auf den Überschriftenwortlaut *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; so zudem letztlich *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3518 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

Grund der geringeren wirtschaftlichen Attraktivität nur in den vorgenannten Ausnahmefällen genutzt wird.³⁵¹⁹

c.) Direktvermarktung als Regelfall³⁵²⁰ für Neuanlagen

Somit stehen dem Anlagenbetreiber im Rahmen des EEG 2014 die vorgenannten Formen zur Verwertung seines in der Anlage produzierten Stroms zur Verfügung.³⁵²¹ Zwischen diesen kann er zunächst grundsätzlich frei wählen und – unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben – auch entsprechend wechseln.³⁵²² Die Direktvermarktung ist damit (aus rechtlicher Sicht) weiterhin grundsätzlich optional ausgestaltet,³⁵²³ auch wenn der Gesetzgeber im Rahmen der Gesetzesbegründung sowie bereits im Koalitionsvertrag von (der Einführung) einer „verpflichtende[n] Direktvermarktung“³⁵²⁴ spricht respektive gesprochen hat.³⁵²⁵ Es besteht demnach zumindest „keine Pflicht im rechtstechnischen Sinne“^{3526, 3527}

Betrachtet man jedoch die förderkonzeptionelle Ausgestaltung, so wird deutlich, dass im Rahmen des EEG 2014 zumindest ein „Paradigmenwechsel in der Hierarchie der Veräußerungsformen“³⁵²⁸ erfolgt ist.³⁵²⁹ Dieser folgt einerseits daraus, dass die Einspeisevergütung nach § 37

3519 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 139; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; siehe vor allem *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9].

3520 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139 f.]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3521 Vgl. nochmals *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3522 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; zur Wahlmöglichkeit siehe zudem *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 3].

3523 Vgl. gerade *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 3]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3].

3524 So zum Beispiel BT-Drs. 18/1304, S. 91 (zitiert nach *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3]); *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 54.

3525 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3], wobei dieser ausschließlich auf die Gesetzesbegründung abstellt; vgl. zum Koalitionsvertrag *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 54 f.

3526 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3].

3527 So *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3].

3528 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

3529 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139].

EEG 2014 nur noch für kleine(re) Anlagen verfügbar ist;³⁵³⁰ sie bleibt also zumindest einem gewissen Teil an Anlagen (insbesondere im Rahmen des Absenkens der sogenannten „Bagatellgrenze“³⁵³¹) versperrt.³⁵³² Die stets verfügbare „Ausfallvergütung“³⁵³³ ist wiederum nur unter Inkaufnahme deutlich spürbaren Abschlägen gegenüber den regulären Fördersätzen beanspruchbar.³⁵³⁴ Dies soll – wie bereits dargelegt – gerade sicherstellen, dass die letztgenannte Form der Einspeisevergütung nicht als „standardmäßigen Wahloption“³⁵³⁵ von den Anlagenbetreibern beansprucht wird.³⁵³⁶

Mit dieser Umgestaltung der Verwertungsformen wird für die ‚betroffenen‘ Anlagenbetreiber somit insgesamt nicht allein ein Anreiz, sondern vor allem ein starker wirtschaftlicher „Druck“³⁵³⁷ ausgeübt, die mit der Marktpremie geförderte Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 EEG 2014 zu nutzen.³⁵³⁸ Damit wird die (geförderte, marktpremiierte) Direktvermarktung letztlich zum Regelfall der Förderung erhoben,³⁵³⁹ wohingegen

3530 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 139]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9].

3531 So ausdrücklich BT-Drs. 18/1304, S. 91 sowie BT-Drs. 18/1891, S. 204; anstatt vieler Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3532 Vgl. Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; vgl. zum Anteil insoweit Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388]; siehe dazu insgesamt nochmals Abschnitt G.I. 1.b.)aa.), S. 624.

3533 BT-Drs. 18/1304, S. 131; so vor allem Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3534 Vgl. Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; siehe vor allem nochmals Abschnitt G.I. 1.b.)bb.), S. 625 f.

3535 Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3536 So BT-Drs. 18/1304, S. 91; Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3537 So – jedoch zur insgesamt verschärften Situation bei Biogasneuanlagen – Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3538 Vgl. insoweit BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 139; Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388], wobei insoweit jeweils auf die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen abgestellt wird; vgl. insoweit – jedoch zur veränderten Konstellation bei Biogasneuanlagen – Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3539 So allgemein Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 139 f.]; Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 [Fn. 3]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; so ausdrücklich Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 8 f.] zur marktpremiierten Direktvermarktung, die insofern von einer „Aufwertung zum

die Einspeisevergütung in ihrer neuen Ausgestaltung „zur Ausnahme degradiert [wird]“^{3540, 3541} Dies wird insbesondere auch durch § 2 Abs. 2 EEG 2014 entsprechend „prominent im Gesetz hervorgehoben“^{3542, 3543}

d.) Generelle Situation und Ausnahmen für Bestandsanlagen

aa.) Neuanlagen vs. Bestandsanlagen

Die im Vorangegangenen dargestellten Neuregelungen und Änderungen sind dabei in jedem Fall für jegliche Neuanlagen relevant.³⁵⁴⁴ Dies sind in jedem Fall diejenigen Anlagen, die ab dem 1.1.2015 in Betrieb genommen werden, vgl. § 100 Abs. 3 EEG 2014 im Umkehrschluss.³⁵⁴⁵ Demgegenüber gelten nach der vorgenannten Vorschrift wiederum diejenigen Anlagen noch als Bestandsanlagen, deren Inbetriebnahme im Zeitraum August bis Dezember 2014 erfolgt ist, soweit sie vor dem 23.1.2014 eine Genehmigung nach dem BImSchG oder eine Zulassung nach anderem Bundesrecht erhalten haben.³⁵⁴⁶ Im Kontext der generellen Neugestaltung der Verwertungswege im EEG 2014 ist daher zu untersuchen, inwieweit Bestandsanlagen von den Neuregelungen und der konzeptionellen Umgestaltung der EEG-Förderung betroffen sind. Die nachfolgenden Ausführungen sind damit vor allem für diejenigen Bestandsanlagen relevant, die bereits im Rahmen des EEG 2012 an der Direktvermarktung teilgenommen haben.

Standardmodell der EE-Vergütung“ (ebenda) sprechen; so *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388], die insoweit von der „wichtigsten Vermarktungsform“ (ebenda) sprechen; vgl. ausdrücklich zum Vorrang der marktpremiierten Direktvermarktung BT-Drs. 18/1304, S. 129.

3540 *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3541 *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 [Fn. 3]; so letztlich zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3542 BT-Drs. 18/1304, S. 109.

3543 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 109; insofern stellt gerade *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113] bereits allgemein auf § 2 Abs. 2 EEG 2014 ab.

3544 Vgl. *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 f.].

3545 Vgl. *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325].

3546 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325].

bb.) Generelle Geltung des EEG 2014 für Bestandsanlagen

Eingangs ist dabei zu konstatieren, dass das EEG 2014 „zumindest vom Grundsatz her auch für alle Bestandsanlagen gilt“³⁵⁴⁷.³⁵⁴⁸ Es findet somit nicht allein auf Neuanlagen Anwendung.³⁵⁴⁹ Bei Bestandsanlagen kommt es jedoch – vertrauensschutzbedingt – zu entsprechenden Abweichungen.³⁵⁵⁰ Dies hat zur Folge, dass abhängig vom Kontext entweder die Normen des EEG 2014 anzuwenden sind oder die Regelungen aus einer der Vorgängerfassungen Anwendung finden.³⁵⁵¹

cc.) Verwertungsformen für Bestandsanlagen

Entscheidend ist für Bestandsanlagen vor allem, dass diesen nach wie vor die Mindestvergütung als Verwertungsform zur Verfügung steht, vgl. § 100 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2014.³⁵⁵² Somit besteht für Bestandsanlagen – wie bereits im EEG 2012 vorgesehen³⁵⁵³ – nach wie vor eine „Optionalität“³⁵⁵⁴ bezüglich der Direktvermarktung.³⁵⁵⁵ Da für diese zugleich die Fördersätze zum Inbetriebnahmezeitpunkt ihrer Höhe nach fortgelten,³⁵⁵⁶ sind die Bestandsanlagenbetreiber damit insbesondere nicht von den

3547 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325].

3548 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 2]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3549 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; vgl. zudem *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 2]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3550 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

3551 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

3552 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3553 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 177; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; zur „Optionalität“ (jeweils ebenda) der Direktvermarktung im EEG 2012 siehe vor allem nochmals Abschnitt D.I.1.a.), S. 250 f.

3554 BT-Drs. 18/1304, S. 177; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117 Fn. 43 und S. 1118].

3555 BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 177; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 2]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117 Fn. 43 und S. 1118]; vgl. zudem *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654]; *Holzappel / Wucherer*, Gezielt auf den Markt, SWW 11/2014, S. 30 [S. 30].

3556 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326], dort dazu insgesamt ausführlich; vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 177; vgl. zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

Modifikationen des Regimes der Einspeisevergütung im Rahmen des EEG 2014 betroffen.³⁵⁵⁷

Gleichwohl gilt für die Bestandsanlagen die Umgestaltung der Direktvermarktungsformen.³⁵⁵⁸ Die von § 33b Nr. 2 im Rahmen des EEG 2012 bereitgehaltene Form der Direktvermarktung an ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen zur Inanspruchnahme des Grünstromprivilegs wurde auch für Bestandsanlagen abgeschafft.³⁵⁵⁹ Demnach stehen auch diesen fortan lediglich zwei Formen zur Direktvermarktung zur Verfügung – die mit der Marktpremie geförderte Direktvermarktung (§ 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014) und die sonstige Direktvermarktung (§ 20 Nr. 2 EEG 2014).

2. Modifikationen im Rahmen der Förderinstrumente sowie der Förderberechnung und -bemessung

Neben den im Vorhinein beschriebenen generellen Umgestaltung der Verwertungsformen kam es im Rahmen der EEG-2014-Novelle zu weiteren Veränderungen, die insbesondere die Förderinstrumente, deren Voraussetzungen sowie die damit zusammenhängende Art und Weise der Berechnung beziehungsweise -bemessung der auszuschüttenden Fördermittel betreffen.

a.) Veränderungen i.R.d. allgemeinen Berechnung und Bemessung der Marktpremie

aa.) Generelle Veränderungen

Modifikationen sind zunächst im Kontext des Instruments der Marktpremie und dessen Bemessungsgrundlage zu verzeichnen. Insofern wurde nämlich die Managementprämie (P_M) „als rechtliche Kategorie gestrichen“^{3560,3561} Deren Telos bestand im Rahmen der ursprünglichen

3557 Siehe *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

3558 Vgl. *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326 f.].

3559 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326 f.].

3560 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3561 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; so zudem letztlich BT-Drs. 18/1304, S. 91; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387].

Ausgestaltung der Marktpremie im EEG 2012 primär³⁵⁶² darin, die Zusatzkosten der Durchführung der Direktvermarktung („Handlingkosten“³⁵⁶³) abzudecken und entsprechend auszugleichen.³⁵⁶⁴ Gleichwohl ist diese „zweite Funktion“³⁵⁶⁵ im Rahmen der Marktpremie nicht ersatzlos weggefallen.³⁵⁶⁶ Vielmehr ist die Managementprämie im EEG 2014 nunmehr „angemessen in die Förderung eingepreist [worden]“³⁵⁶⁷.³⁵⁶⁸ In diesem Zuge wurden auch die ‚Managementprämiensätze‘ weiter abgesenkt.³⁵⁶⁹ Demnach erhalten die steuerbaren Energieträger jeweils 0,2 Cent pro Kilowattstunde, wohingegen den fluktuierenden Energieträger ein Wert von 0,4 Cent pro Kilowattstunde gewährt wird.³⁵⁷⁰

Ausgangslage der Berechnung der Marktpremie bildet daher nun der ‚anzulegende Wert‘ (*AW*), der ebenfalls im Rahmen der übrigen Förderinstrumente (modifizierte Einspeisevergütung nach § 37 und § 38 EEG 2014) als Ausgangsbasis zugrunde gelegt wird.³⁵⁷¹

3562 Zur weiteren Wirkung der Managementprämie siehe nochmals D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.

3563 *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 5.

3564 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 12]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 391 f.]; *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 3 und Anlage 4 Rn. 36; *ders.*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; *Ekdardt / Hennig*, in: Frenz / Muggenborg, EEG 2012, § 33g Rn. 19; vgl. *Salje*, EEG 2012, § 33g Rn. 16; siehe zudem *ders.*, in: Hempel / Franke, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33g Rn. 5.

3565 *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11].

3566 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 129; *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4 und insb. S. 389]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3567 BT-Drs. 18/1304, S. 91.

3568 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4], vgl. zudem ebenda, S. 389; so *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326], der insoweit explizit auf Neuanlagen abstellt; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3569 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3570 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; vgl. *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3571 Siehe BT-Drs. 18/1304, S. 129 sowie S. 185; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

bb.) Situation für Bestandsanlagen

Für Bestandsanlagen gilt ebenfalls grundsätzlich die neue Berechnungsmethode der Marktprämie.³⁵⁷² Gleichwohl werden die für diese bisher geltenden – und bislang daher nicht eingepreisten³⁵⁷³ – Managementprämiensätze („nach Anlage 4 zum EEG 2012 und der MaPrV“³⁵⁷⁴) für das Jahr 2014 durch eine entsprechende Erhöhung des anzulegenden Werts im Rahmen der Übergangsvorschriften berücksichtigt.³⁵⁷⁵ Ab dem Jahr 2015 erfolgt die Erhöhung sodann – spätestens ab Monat April³⁵⁷⁶ – für jegliche Bestandsanlagen ausschließlich nach den neuen Sätzen (des Äquivalents zur ‚Managementprämie‘).³⁵⁷⁷

b.) Nullvergütung bei anhaltend negativen Strompreisen

Ein weiteres sowie vollständiges Novum³⁵⁷⁸ im Rahmen der Bemessung der Förderung – und damit insbesondere³⁵⁷⁹ der Marktprämie als Primärförderinstrument³⁵⁸⁰ – ist die Einführung einer Nullvergütung bei

3572 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

3573 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387]; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3574 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3575 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3576 Von Januar bis April 2015 wird für nicht-fernsteuerbare Anlagen i.S.d. MaPrV noch eine entsprechend verminderte Übergangsvergütung gewährt, siehe *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3577 Siehe *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3578 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3579 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]. Insoweit gilt die Regelung ebenfalls für Anlagen im Rahmen der modifizierten Einspeisevergütung, ebenda.

3580 Vgl. gerade BT-Drs. 18/1304, S. 112 und S. 129; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140], die insoweit vom „Standardvermarktungsmodell“ (ebenda) sprechen; ebenso sprechen *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9] insoweit vom „Standardmodell der EE-Vergütung“ (ebenda).

anhaltend negativen Strompreisen.³⁵⁸¹ Das Telos der Regelung besteht dabei in der Verbesserung der „Bedarfsorientierung“³⁵⁸² von EEG-Anlagen.³⁵⁸³ Gemäß § 24 Abs. 1 EEG 2014 verringert sich daher der anzulegende Wert (im Rahmen der Förderbemessung) auf null, wenn und solange „der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs [– oder mehr – unmittelbar] ³⁵⁸⁴ aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist“³⁵⁸⁵.³⁵⁸⁶ Es kommt für diesen Zeitraum somit letztlich zu einem Förderentfall.³⁵⁸⁷ Dies gilt jedoch allein für größere Neuanlagen, deren Inbetriebnahme ab dem 1.1.2016 erfolgt.³⁵⁸⁸ Bestandsanlagen sind davon also wiederum in keinem Fall betroffen.

c.) Fernsteuerbarkeit als Inanspruchnahmevoraussetzung der Marktprämie

Des Weiteren wird die Fernsteuerbarkeit durch die Novelle mittels der Regelung des § 35 S. 1 Nr. 2 EEG 2014 fortan zur zwingenden Voraussetzung für die Inanspruchnahme der Marktprämie erhoben.³⁵⁸⁹ Die Fernsteuerbarkeit ist damit im Rahmen des EEG 2014 weder optional

3581 Siehe *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3582 *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3583 *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; vgl. zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3584 BT-Drs. 18/1891, S. 202; *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3585 § 24 Abs. 1 EEG 2014.

3586 BT-Drs. 18/1891, S. 202; *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 6]; siehe *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; vgl. § 24 Abs. 1 EEG 2014.

3587 So *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3588 *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; so lediglich zum Inbetriebnahmezeitpunkt *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; vgl. zudem *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 6].

3589 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; so zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; so ebenfalls letztlich *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 8 und Fn. 64]; siehe zudem allgemein *Holzapfel / Wucherer*, SWW 11/2014, S. 30 [S. 30]; vgl. zudem BT-Drs. 18/1304, S. 137.

noch führt sie zu einem höheren Fördersatz respektive Bonus für den jeweiligen Anlagenbetreiber.³⁵⁹⁰ Auch Bestandsanlagenbetreiber müssen das Kriterium der Fernsteuerbarkeit erfüllen, wobei diesen bis April 2015 eine entsprechende Übergangsfrist zum Nachrüsten einer entsprechenden Einrichtung eingeräumt wird.³⁵⁹¹

d.) Änderungen im Kontext von Biomasse / Biogas

Des Weiteren hat die Novelle zu weitreichenden Veränderungen im Rahmen des Energieträgers Biomasse respektive Biogas geführt.³⁵⁹² Insofern wird die Biomasse sogar als „Verlierer der EEG-Novelle“³⁵⁹³ bezeichnet.³⁵⁹⁴

aa.) Veränderter Förderansatz

Als besonders bedeutsam ist in diesem Kontext die Modifikation des generellen Förderansatzes hervorzuheben.³⁵⁹⁵ Danach besteht für Biogasanlagen lediglich für den hälftigen Anteil der in einem Kalenderjahr (theoretisch maximal³⁵⁹⁶) produzierbaren Strommenge ein Anspruch auf finanzielle Förderung i.S.d. § 19 EEG 2014.³⁵⁹⁷ Nach dem Letztgenannten

3590 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 8 und Fn. 64]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3591 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; siehe zudem *Holzapfel / Wucherer*, SWW 11/2014, S. 30 [S. 30].

3592 *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 7].

3593 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3594 So *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3595 Zu den übrigen Veränderungen im Kontext von Biomasse bzw. Biogas sei verwiesen auf *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 7 f.], *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118] sowie auf die Gesetzesbegründung (BT-Drs. 18/1304, S. 141 ff.).

3596 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3597 *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 7]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118]; so letztlich zudem BT-Drs. 18/1304, S. 142; *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 653]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 143]; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

zufolge bezieht sich die Förderbegrenzung sowohl auf die marktprämierte Direktvermarktung wie auch auf die neu ausgestaltete Einspeisevergütung in ihrer jeweiligen Unterform.³⁵⁹⁸ Betroffen sind von dieser Förderbegrenzung jedoch allein diejenigen Anlagen, deren installierte Leistung mindestens 100 kW beträgt.³⁵⁹⁹ Hiermit soll insgesamt eine bedarfsgerechtere Erzeugung – und somit eine bessere Markt- und Systemintegration –³⁶⁰⁰ dieser Erzeugungsanlagen erzielt werden.³⁶⁰¹

bb.) Flexibilitätszuschlag statt Flexibilitätsprämie

Im Zuge der Novelle wurde außerdem die aus der Vorgängerfassung bekannte Flexibilitätsprämie³⁶⁰² durch einen sogenannten Flexibilitätszuschlag substituiert. Dieser steht den Anlagenbetreiber jedoch nicht allein im Rahmen der Direktvermarktung zur Verfügung, sondern kann ebenfalls im Wege der modifizierten Einspeisevergütung gemäß §§ 37, 38 EEG 2014 in Anspruch genommen werden.³⁶⁰³ Das Telos dieses weiterhin³⁶⁰⁴ additionalen³⁶⁰⁵ Förderinstruments besteht darin, den mengenmäßig³⁶⁰⁶ limitierten Förderanspruch auszugleichen und „einen flexiblen Anlagenbetrieb [zu] garantieren“^{3607,3608} Es sollen damit vor allem „die

3598 Vgl. § 47 Abs. 1 i.V.m. § 19 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2014.

3599 Vgl. *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 7]; *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 653]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 143]; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3600 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 143]; vgl. zudem BT-Drs. 18/1304, S. 142.

3601 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 142; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 7], dort m.w.N.; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118]; vgl. zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3602 Siehe dazu nochmals Abschnitt B.V.4.c.)bb.), S. 110 f. sowie Abschnitt E.III.2.b.), S. 472 f.

3603 So ausdrücklich BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3604 Siehe zur Flexibilitätsprämie insoweit nochmals B.V.4.c.)bb.), S. 110 f. sowie Abschnitt E.III.2.a.), S. 471.

3605 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 148; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3606 BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3607 *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3608 *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 7]; vgl. zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

durchschnittlich zu erwartenden Kosten für die Errichtung und Vorhaltung zusätzlich flexibel verfügbarer Stromerzeugungskapazität sowie von [gegebenenfalls] notwendigen Gas- und Wärmespeichern abgedeckt werden]³⁶⁰⁹.³⁶¹⁰

In Gleichlauf mit der (Beschränkung der) allgemeinen Förderung beträgt die Mindestgröße an installierter Leistung zur Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags 100 kW.³⁶¹¹ Kleinere Anlagen sind damit von der Inanspruchnahme ausgeschlossen.³⁶¹²

cc.) Situation für Bestandsanlagen

(1) Vergütung

Für Bestandsanlagen sind allgemein die Vergütungsvorschriften relevant, die zum Inbetriebnahmezeitpunkt Geltung hatten,³⁶¹³ wobei für Biogasanlagen bezogen auf deren Erweiterung insoweit in § 101 EEG 2014 entsprechende Sonderregelungen vorgesehen sind.³⁶¹⁴

(2) ‚Neuregelung‘ der Flexibilitätsprämie

Im Bereich der Flexibilitätsprämie sind ebenfalls gewisse ‚Neuregelungen‘ für Bestandsanlagen zu verzeichnen. Insofern wurden die bisherigen Regelungen zur Flexibilitätsprämie im Rahmen des EEG 2012 durch eigene Regelungen im Rahmen des EEG 2014 ersetzt, nämlich die Neufassungen in § 52, § 54 und Anlage 3 EEG 2014.³⁶¹⁵ Dabei ist es – unter Anpassung an die geänderten Vermarktungsformen – jedoch grundsätzlich zu keinen inhaltlichen Änderungen gegenüber der Vorgängerregelung gekommen.³⁶¹⁶ Es ist also nach wie vor die Teilnahme an der

3609 BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3610 BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3611 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3612 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3613 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; so letztlich zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3614 Siehe ausführlich dazu *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

3615 Vgl. *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

3616 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 149; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erforderlich,³⁶¹⁷ wobei nun jedoch – wie die Gesetzesbegründung ausdrücklich klarstellt – auch die alleinige Inanspruchnahme der sonstigen Direktvermarktung stets genügt.³⁶¹⁸

Die Flexibilitätsprämie steht Bestandsanlagen also weiterhin entsprechend zur Verfügung.³⁶¹⁹

e.) Ausschreibungen als Instrument zur Förderhöhenbestimmung

Des Weiteren ist als bedeutende Neuigkeit zu attestieren, dass die Festsetzung der Höhe der Fördersätze sowie der jeweils „Förderungsberechtigten“³⁶²⁰ zukünftig nicht mehr rein „administrativ-politisch“³⁶²¹ stattfinden soll.³⁶²² Vielmehr „sollen [diese] spätestens 2017 [für jegliche Energieträger] wettbewerblich über technologienspezifische Ausschreibungen ermittelt werden“³⁶²³, vgl. allein § 2 Abs. 5 EEG 2014.³⁶²⁴ Hierfür sieht der Gesetzgeber zunächst vor, „im Rahmen eines Pilotvorhabens die Förderung von Freiflächenanlagen für Photovoltaik auf ein Ausschreibungssystem um[zu]stell[en]“³⁶²⁵, um entsprechende Erfahrungen zu sammeln.³⁶²⁶ Durch die Regelung des § 55 EEG 2014 werden dabei die

3617 So ausdrücklich BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3618 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 149; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; zur Situation im Rahmen des EEG 2012 siehe nochmals Abschnitt D.II.6.b.), S. 312 ff.

3619 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; vgl. zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3620 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 327].

3621 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1121].

3622 Vgl. *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 327]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1121]; vgl. zudem BT-Drs. 18/1304, S. 110.

3623 BT-Drs. 18/1304, S. 2.

3624 BT-Drs. 18/1304, S. 2; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 328]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 10]; vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1121]; siehe zudem *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3625 BT-Drs. 18/1304, S. 88.

3626 So BT-Drs. 18/1304, S. 2, S. 88 und S. 92, dort auch mit weiteren Ausführungen; so allgemein *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 141] zur Proklamation (ebenda) von § 2 Abs. 5 EEG 2014; vgl. zudem lediglich allgemein *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 391].

„Grundzüge“³⁶²⁷ beziehungsweise „weitere Vorgaben“³⁶²⁸ für die Realisierung dieses Vorhabens festgesetzt.³⁶²⁹ Die konkrete Ausgestaltung dieses „sog. „PV-Piloten““³⁶³⁰ muss und soll aber über eine Rechtsverordnung nach § 88 EEG 2014 erfolgen.³⁶³¹ Da eine solche bislang nicht erlassen worden ist,³⁶³² besteht noch Unklarheit über die Ausgestaltung dieses Instruments im Detail.³⁶³³ Zwingende Voraussetzung für einen Förderanspruch wird jedoch in jedem Fall eine entsprechende „Förderberechtigung“³⁶³⁴ sein, „die im Rahmen einer [(sodann entsprechend ausgestalteten)] Ausschreibung durch Zuschlag [erteilt wird]“^{3635, 3636}

Von dieser Neugestaltung sind jedoch letztlich nur Neuanlagen betroffen.³⁶³⁷

3. Zwischenergebnis

Im Wege der EEG-Novelle ist es damit nicht nur zu einer gesetzessystematischen Neugestaltung gekommen,³⁶³⁸ sondern zugleich auch zu verschiedenen inhaltlichen Modifikationen. Insofern wurden insbesondere

3627 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1121].

3628 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 141].

3629 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 141]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1121].

3630 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 141].

3631 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 141]; siehe *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 327].

3632 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 141].

3633 So bereits *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; siehe *Kahl / Kahles / Merkel*, Rechtlicher Klärungsbedarf zu Ausschreibungsmodellen bei der Förderung erneuerbarer Energien, S. 1 ff., abrufbar unter: http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Aktuelles/WueBericht_7_Rechtlicher_Klaerungsbedarf_EEG-Ausschreibungen_2014-07-16.pdf (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015), dort im Nachfolgenden auch zu den jeweiligen „Designfragen“ (ebenda) und dem „[z]u beachtende[n] Rechtsrahmen“ (ebenda) des Ausschreibungsmodells; zu den ‚zwingenden‘ Inhalten einer solchen Verordnung beziehungsweise der instrumentellen Ausgestaltung *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 141].

3634 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 328].

3635 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 328].

3636 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 328].

3637 Vgl. *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 328], dort dazu insgesamt ausführlich.

3638 So bereits allgemein zur Novelle *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113].

viele der bereits im Koalitionsvertrag vereinbarten ‚Reformpunkte‘ legislatorisch umgesetzt.³⁶³⁹ Wie aufgezeigt sind diese durch das EEG 2014 herbeigeführten Modifikationen – in unterschiedlich starkem Maße – sowohl für Bestands- als auch für Neuanlagen relevant. Eine inhaltlich tiefgreifende und vollständige Neuregelung der Direktvermarktung inklusive einer instrumentellen Neugestaltung ist hingegen ausgeblieben.

II. Verbesserung der marktintegrativen Wirkung durch die EEG-Novelle 2014?

Ob und – falls ja – inwieweit diese vorgenommenen Änderungen (zumindest) zu einer Verbesserung der marktintegrativen Wirkung beitragen, ist im Nachfolgenden zu untersuchen. Hierzu findet nicht nur ein Rückgriff auf die festgesetzten Anforderungen an marktintegrative Fördersysteme statt,³⁶⁴⁰ vielmehr werden auch die bisherigen Ergebnisse zur Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2012 herangezogen. Im Nachfolgenden werden dabei insbesondere die eingetretenen Änderungen respektive Verbesserung im Bezug auf die jeweiligen Parameter dargelegt.

1. Veränderungen im Rahmen der allgemeinen Parameter

Zu untersuchen ist daher zunächst, ob sich im Rahmen der allgemeinen Parameter und der bisherigen Ergebnisse im Vergleich entsprechende Veränderungen ergeben.

a.) Nutzung, Anreizsetzung, deren Notwendigkeit und Bewertung

Im Rahmen des Parameters der Nutzung und der damit in Zusammenhang stehenden Anreizsetzung sind grundsätzlich keine Veränderungen zu verzeichnen.

3639 Vgl. insoweit *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, S. 53 ff. [insb. S. 54 f.].

3640 Zum Anforderungskatalog an marktintegrative Fördersysteme siehe nochmals ausführlich Abschnitt C.V. bis C.IX., S. 182 ff.

aa.) Anreizsetzung und deren Notwendigkeit

Wie bereits dargestellt, bleibt die Direktvermarktung (in ihrer jeweiligen Verwertungsform) auch im Rahmen des EEG 2014 für Neuanlagen – rein rechtlich gesehen – optional ausgestaltet,³⁶⁴¹ sodass grundsätzlich auch weiterhin eine entsprechende Anreizsetzung erforderlich ist. Bezüglich der implementierten Anreizsetzung im Rahmen der Verwertungsform der geförderten, also marktpremiierten Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 gilt dem Grundsatz nach ebenfalls das Gleiche wie bereits im Rahmen von § 33b Nr. 1 EEG 2012.³⁶⁴² Insoweit besteht die Anreizsetzung nach wie vor in der Einräumung einer Mehrgewinnmöglichkeit gegenüber der (nun neugestalteten) Einspeisevergütung.³⁶⁴³ Diese wird durch die im EEG 2014 vorgesehenen ‚Beschränkungen‘ des Anwendungsbereichs respektive Förderumfangs der neu gestalteten Einspeisevergütung noch entsprechend verstärkt (‚wirtschaftlich verpflichtende Direktvermarktung‘).³⁶⁴⁴ Diesbezüglich ist jedoch bereits jetzt anzumerken, dass von der in § 37 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014 gesetzlich vorgesehenen „Bagatellgrenze“³⁶⁴⁵ von 100 kW lediglich fünf Prozent aller bisherigen Anlagen (verpflichtend) betroffen wären, soweit man auf die Ausbausituation im Jahr 2012 vergleichend abstellt.³⁶⁴⁶ Im Gegenzug stellen diese aber drei Viertel der deutschlandweit installierten Leistung bereit.³⁶⁴⁷

Für Bestandsanlagen gelten wiederum die Ausführungen zum EEG 2012 auf Grund der weiterhin bestehenden ‚wirklichen‘ Optiona-
lität³⁶⁴⁸ der Direktvermarktung entsprechend fort.³⁶⁴⁹

3641 Vgl. gerade *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 3]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3]; vgl. zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117]; siehe nochmals Abschnitt G.I.1.c.), S. 627; zum EEG 2012 siehe diesbezüglich nochmals Abschnitt D.I.1.a.) bis c.), S. 250 ff.

3642 Vgl. bereits *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 13].

3643 Vgl. insoweit zur Ausgestaltung der marktpremiierten Direktvermarktung im EEG 2012 nochmals Abschnitt D.I.1.d.)aa.), S. 254 ff.

3644 Siehe nochmals Abschnitt G.I.1.c.), S. 627 ff.

3645 So ausdrücklich BT-Drs. 18/1304, S. 91 sowie BT-Drs. 18/1891, S. 204; anstatt vieler *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3646 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388 und Fn. 19].

3647 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388 und Fn. 19].

3648 *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; siehe nochmals Abschnitt G.I.1.d.)cc.), S. 630 f.

3649 Vgl. zum EEG 2012 insoweit Abschnitt D.I.1., S. 250 ff.

bb.) Nutzung der Direktvermarktung i.R.d. EEG 2014

Betrachtet man anschließend die Nutzung der Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2012 und EEG 2014 im Jahr 2014 im Vergleich, so lassen sich grundsätzlich keine weitreichenden Veränderungen gegenüber den bisherigen Ergebnissen attestieren.³⁶⁵⁰ Vielmehr hat sich der bisherige Trend der stetig – wenn auch nunmehr weniger stark – ansteigenden Nutzung der geförderten, marktpremiierten Direktvermarktung im Kontext des EEG 2014 weiter fortgesetzt, vgl. gerade die nachfolgende Abbildung 11 sowie die tabellarische Darstellung in Anhang 3³⁶⁵¹ und Anhang 4^{3652, 3653}

3650 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014, abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/Direktvermarktung_nach_Paragraph_33b_EEG_im_Jahr_2014.pdf (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015); zur Nutzung im Rahmen des EEG 2012 siehe Abschnitt D.I.2., S. 260 ff. Ein derartiges Fortsetzen der Nutzung haben bereits *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 13] zu Recht erwartet; vgl. ausschließlich zur Inanspruchnahme der marktpremiierten Direktvermarktung bis August 2014 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 ff.].

3651 Siehe Anhang 3, S. 723 f.

3652 Siehe Anhang 4, S. 725 f.

3653 Vgl. *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014; zum EEG 2012 siehe Abschnitt D.I.2.a.), S. 260 ff.; so letztlich bereits zum Zeitpunkt bis August 2014 *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; vgl. zudem ebenda S. 387, insb. Abb. 1; vgl. bereits die Prognose von *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 13].

II. Verbesserung der marktintegrativen Wirkung durch die EEG-Novelle 2014?

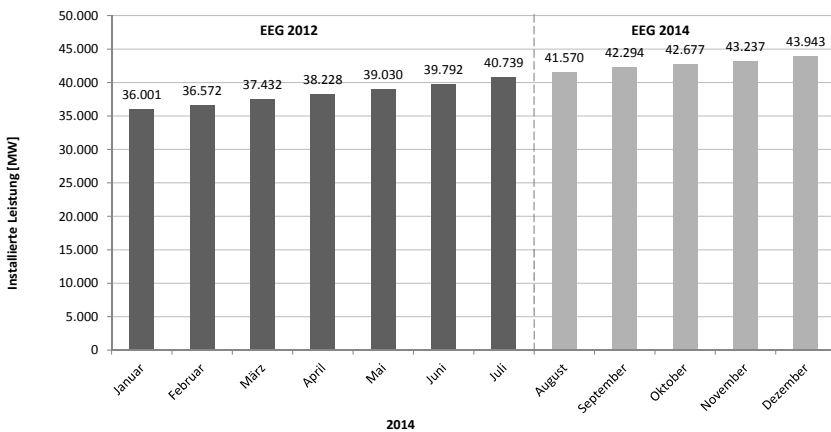


Abbildung 11: Entwicklung der Inanspruchnahme der Direktvermarktung im Jahr 2014³⁶⁵⁴

Zugleich ist es im Rahmen der Nutzung der marktprämiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Energieträger auch unter Geltung des EEG 2014 im Jahr 2014 zu keinen wesentlichen Verschiebungen im Hinblick auf deren Anteil gekommen, wie sich insbesondere der nachstehenden Abbildung 12 und Abbildung 13 entnehmen lässt.³⁶⁵⁵

3654 Datenquelle: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014; die Darstellung wurde dabei dem Grundsatz nach wiederum an die Darstellung zum ersten Halbjahr 2012 von Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 327 ff.] zum EEG 2012 angelehnt und entsprechend modifiziert; vgl. zur Darstellung des gesamten Direktvermarktungszeitraums von 2012 bis einschließlich August 2014 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387] und zum vorgenannten Zeitraum bis einschließlich Oktober 2014 Holzapfel / Wucherer, SWW 11/2014, S. 30 [S. 30].

3655 Vgl. 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014; zum EEG 2012 siehe Abschnitt D.I.2.d.), S. 274 ff.; vgl. allgemein zur Nutzung durch fluktuierende Energieträger Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 f.].

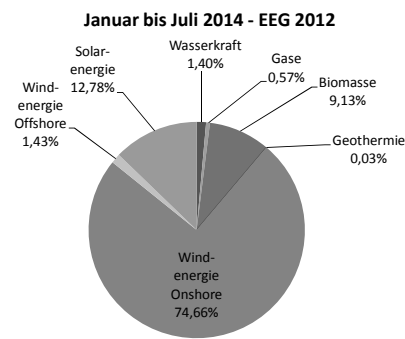


Abbildung 12: Die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsarten von Januar bis Juli 2014 unter Geltung des EEG 2012³⁶⁵⁶

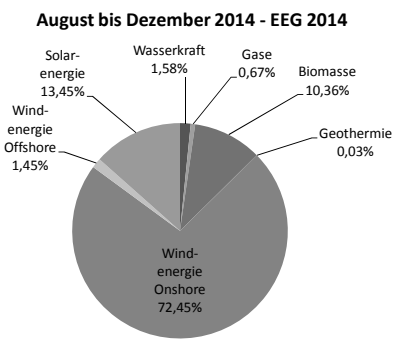


Abbildung 13: Die Nutzung der marktpremiierten Direktvermarktung durch die jeweiligen Erzeugungsformen von August bis Dezember 2014 unter Geltung des EEG 2014³⁶⁵⁷

Die weiterhin starke und noch ansteigende Nutzung der Direktvermarktung ist dabei vor allem unter dem Aspekt als beachtlich einzustufen, dass es im Rahmen der (nunmehr eingepreisten³⁶⁵⁸) Managementprämien-sätzen zu „teilweise erheblichen Einschnitte[n]“³⁶⁵⁹ gekommen ist.³⁶⁶⁰ Die vorgenannten Adaptionen der (inzwischen eingepreisten³⁶⁶¹) Manage-

3656 Daten errechnet aus 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014; eine gemischte Darstellung der Nutzung der Direktvermarktung durch die einzelnen Erzeugungsformen kombiniert mit dem monatlichen Verlauf der Gesamtnutzung der Direktvermarktung bis zum Zeitpunkt einschließlich Oktober 2014 findet sich bei Holzapfel / Wucherer, SWW 11/2014, S. 30 [S. 30].

3657 Daten errechnet aus 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

3658 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3659 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3660 So Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389], die insoweit jedoch lediglich auf den Zeitraum bis einschließlich August 2014 abstellen (konnten).

3661 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139

mentprämie haben sich insofern (bislang) nicht negativ auf die Nutzung der Direktvermarktung und vor allem den weiter stattgefundenen Nutzungszuwachs ausgewirkt.³⁶⁶² Damit gilt zugleich die bisherige Bewertung der Anreizsetzung³⁶⁶³ entsprechend fort.

Bezüglich der vorgenannten Ergebnisse ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Direktvermarktung unter Geltung des EEG 2014 auf Grund der bestehenden Übergangsregelungen bislang grundsätzlich ausschließlich von Bestandsanlagen genutzt wird.³⁶⁶⁴ Diese sind dabei von den Anpassungen im Rahmen des EEG 2014 – insbesondere im Bezug auf die Managementprämiensätze – grundsätzlich noch nicht vollständig betroffen.³⁶⁶⁵ Die bisherige Bewertung der marktprämiierten Direktvermarktung im EEG 2014 ist infolgedessen noch nicht repräsentativ, da sie lediglich Bestandsanlagen unter der Geltung von Übergangsvorschriften einbeziehen kann.

Über die Inanspruchnahme durch Neuanlagen, welche vollständig mit den Veränderungen durch das EEG 2014 konfrontiert sind, lassen sich derzeit daher keine stichhaltigen Rückschlüsse ziehen. Es kann jedoch zumindest davon ausgegangen werden, dass es auf Grund der Modifikationen im Rahmen der Förderregime und -sätze insbesondere im Kontext der Biomasse nicht nur zu einem geringeren Anlagenzubau kommen wird.³⁶⁶⁶ Vielmehr wird damit einhergehend zugleich die Inanspruchnahme der Direktvermarktung nicht mehr derart stark (weiter) ansteigen.

[S. 140]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3662 So *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387] zum Zeitraum bis einschließlich August 2014.

3663 Siehe zum EEG 2012 insoweit Abschnitt D.I.3., S. 285 ff.

3664 Vgl. zu den Übergangsregelungen insoweit *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 f.] sowie *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118] und vor allem nochmals Abschnitt G.I.1.d.)bb.) und cc.), S. 630 f.

3665 Vgl. ausführlich *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326 f.]; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388 ff.] sowie nochmals Abschnitt G.I.2., S. 631 ff., insb. Abschnitt G.I.2.a.)bb.) S. 633.

3666 So ausschließlich zur Biomasse *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

b.) Kostenentstehung und Kostengünstigkeit

Die Novellierung der Direktvermarktung könnte hingegen bei Bestands- wie auch Neuanlagen zu einer gewissen Senkung der bisher zu verzeichnenden Mehrkostenentstehung³⁶⁶⁷ führen. Insofern war die generelle Kostensenkung bzw. -begrenzung nämlich ein tragendes Motiv und Ziel des Gesetzgebers im Rahmen der Novellierung des EEG im Gesamten.³⁶⁶⁸

aa.) Einpreisen der Managementprämie

Im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung wurde dabei bisher insbesondere die Managementprämie als mehrkostenerzeugend identifiziert.³⁶⁶⁹ Diese fällt nunmehr im Rahmen des EEG 2014 – wie bereits beschrieben – „als rechtliche Kategorie“³⁶⁷⁰ weg.³⁶⁷¹ Damit strebt der Gesetzgeber insoweit eine entsprechende Senkung der „Gesamtförderkosten im Sinne der Kosteneffizienz“³⁶⁷² an.³⁶⁷³ Da die Managementprämie jedoch nicht einfach gestrichen,³⁶⁷⁴ sondern vielmehr in die Fördersätze lediglich entsprechend eingepreist wurde,³⁶⁷⁵ kommt es auch nicht zu einer Kostensenkung (in Höhe des jeweiligen Managementprämiensatzes). Der Gesetzgeber hat damit letztlich reine Kosmetik

3667 Vgl. zum EEG 2012 nochmals Abschnitt D.II., S. 287 ff.

3668 Siehe Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 139 und S. 142 f.]; Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 8]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113]; vgl. zudem BT-Drs. 18/1304, S. 1 ff., wobei die gesamte Gesetzesbegründung vom Kostenbegriff als ‚roter Faden‘ durchzogen ist; Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 652].

3669 Siehe zum EEG 2012 nochmals Abschnitt D.II.4., S. 299 ff.

3670 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3671 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; so zudem letztlich BT-Drs. 18/1304, S. 91; Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387].

3672 BT-Drs. 18/1304, S. 91.

3673 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 91.

3674 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 129; Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4 und insb. S. 389]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3675 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 326], der insoweit explizit auf Neuanlagen abstellt; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

betrieben. Er entledigt(e) sich ausschließlich eines „negativ behaftete[n] Begriff[s]“^{3676, 3677}

bb.) Senkung der ‚Managementprämiensätze‘

Lediglich die vorgenommene Senkung³⁶⁷⁸ der ‚Managementprämiensätze‘ im Zuge der Einpreisung in den anzulegenden Wert führt zu einer minimalen³⁶⁷⁹ Reduktion der (Mehr-)Kostenentstehung. Diese entfaltet jedoch – auf Grund der bestehenden Übergangsregelungen – erst ab dem Jahr 2015 ihre ‚volle‘ Wirkung.³⁶⁸⁰

cc.) Geänderter Förderansatz im Kontext der Biogasanlagen

(1) Reduzierung der Fördermenge

Gewisse Kosteneinsparungen ergeben sich zudem (mittelbar) durch die generelle Förderverkürzung bei größeren Biogasneuanlagen. Bei diesen ist nämlich allein der hälftige Anteil der (theoretisch) ganzjährig produzierbaren Strommenge förderfähig.³⁶⁸¹ Die insoweit attestierbaren Einsparungen können jedoch nicht unmittelbar auf die (veränderte) Ausgestaltung der Direktvermarktung zurückgeführt werden, sondern sind vielmehr der generellen Neugestaltung des Förderansatzes bei diesem Energieträger zuzurechnen.

3676 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3677 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3678 Siehe Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3679 Vgl. Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387].

3680 Vgl. Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389] sowie nochmals Abschnitt G.I.2.a.)bb.), S. 633.

3681 Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 7]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118]; so letztlich zudem BT-Drs. 18/1304, S. 142; Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 653]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 143]; Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9]; siehe nochmals Abschnitt G.I.2.d.)aa.), S. 635 f.

(2) Flexibilitätszuschlag statt Flexibilitätsprämie

Zurechenbare Vergünstigungen könnten sich lediglich bei dem – ausschließlich für Neuanlagen bereitgehaltenen – Flexibilitätszuschlag nach § 53 EEG 2014 (i.V.m. § 52 EEG 2014) ergeben. Dieser substituiert insoweit die bisher aus § 33i EEG 2012 bekannte Flexibilitätsprämie.³⁶⁸² Der Fördersatz ist dabei auf „40 Euro je Kilowattstunde und Jahr“³⁶⁸³ bemessen und wird – anders als die Flexibilitätsprämie im EEG 2012³⁶⁸⁴ – über den gesamten Förderzeitraum gewährt.³⁶⁸⁵ Des Weiteren wird diese zusätzliche Kapazitätsbereitstellung³⁶⁸⁶ ohne weitergehende besondere Voraussetzungen gefördert³⁶⁸⁷ und wird ebenso wenig anhand einer entsprechenden Berechnungsformel bemessen.³⁶⁸⁸

Setzt man daher die Kostenentstehung mit dem Zehnjahreszeitraum³⁶⁸⁹ der bisherigen Flexibilitätsprämie in Relation, so findet dem ersten Anschein nach ein deutliches Herabsetzen der Förderung statt, soweit man lediglich die Fördersätze gerechnet auf den gesamten (zwanzigjäh-

3682 Siehe auch nochmals Abschnitt G.I.2.d.)bb.), S. 636.

3683 BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3684 Die Flexibilitätsprämie wurde in ihrer ursprünglichen Fassung i.R.d. EEG 2012 nur für zehn Jahre gewährt, vgl. § 33i Abs. 4 EEG 2012, so *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 33; *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33i Rn. 4; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 14]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 120 und Rn. 144; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 21; siehe *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 8.

3685 So BT-Drs. 18/1304, S. 148; vgl. zudem § 53 EEG 2014.

3686 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116]; vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3687 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116], jedoch ohne Abstellen auf etwaige weitere Voraussetzungen.

3688 Vgl. dahingegen zur Ausgestaltung und Berechnung der Flexibilitätsprämie nochmals Abschnitt D.II.5., S. 308 ff.

3689 *Lehnert*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33i Rn. 33; *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33i Rn. 4; *Valentin*, REE 2012, S. 11 [S. 14]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 395]; *Hinsch / Holzapfel*, in: *Loibl / Maslaton / von Bredow u.a.*, Biogasanlagen im EEG, § 21 Rn. 120 und Rn. 144; *Hinsch / Reshöft*, in: *Reshöft / Schäfermeier*, EEG, § 33i Rn. 21; siehe *Salje*, EEG 2012, § 33i Rn. 8; vgl. § 33i Abs. 4 EEG 2012.

rigen³⁶⁹⁰) Förderzeitraum gegenüberstellt. Danach erhalten Anlagenbetreiber nämlich lediglich 40 Euro statt bislang (umgerechnet) 65 Euro pro Kilowatt installierter Leistung.

Setzt man sich anhand eines Beispiels jedoch mit der tatsächlichen Kostenentstehung auseinander, so ergibt sich eher das Gegenteil. Insofern erlangt eine „Biogas[bestands]anlage mit einer installierten Leistung von 500 kW“³⁶⁹¹ nach einer Kapazitätserhöhung „um 50 Prozent auf 750 kW“³⁶⁹² eine Förderung durch Flexibilitätsprämie i.S.d. § 33i EEG 2012 von jährlich etwa 26.000 €. ³⁶⁹³ Auf den Gesamtförderzeitraum gerechnet ergibt dies einen Gesamtbetrag von ungefähr 260.000 €. ³⁶⁹⁴

Im unmittelbaren Vergleich erhält eine Neuanlage mit der gleichen letztendlich installierten Leistung von 750 kW im Rahmen der Förderung durch den neuen Flexibilitätszuschlag i.S.d. § 53 EEG 2014 jährlich bereits 30.000 €. Auf den Gesamtförderzeitraum³⁶⁹⁵ bemessen wird somit ein Förderbetrag von insgesamt 600.000 € ausbezahlt.

An sich betrachtet führt der neue Flexibilitätszuschlag somit zu einer Mehrkostenentstehung im Verhältnis zur Flexibilitätsprämie (für Bestandsanlagen). Hierbei ist gleichwohl zu berücksichtigen, dass im Rahmen der allgemeinen Förderung von Biogasneuanlagen von vornherein überhaupt nur die Hälfte der produzierbaren Strommenge – und somit die Hälfte der installierten Leistung – eine Förderung erfährt. Betrachtet man daher die Kostenentstehung auf der ‚Makroebene‘, so ist im Bereich von Biogasneuanlagen dennoch davon auszugehen, dass es insgesamt zu einer entsprechenden Kosteneinsparung kommt. Die insoweit nicht mehr gewährte reguläre (‚resthälftige‘) Förderung wird vom Betrag nämlich grundsätzlich höher liegen als die separaten ‚Mehrkosten‘, die durch den Flexibilitätszuschlag im Vergleich zur Flexibilitätsprämie generiert werden.

3690 Der Förderzeitraum beträgt nach § 22 EEG 2014 zwanzig Kalenderjahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres. Das Inbetriebnahmejahr wird vorliegend jedoch nicht gesondert berücksichtigt.

3691 *Next Kraftwerke*, Flexibilitätsprämie, abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/flexibilitatspraemie> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015).

3692 *Next Kraftwerke*, Flexibilitätsprämie.

3693 *Next Kraftwerke*, Flexibilitätsprämie.

3694 *Next Kraftwerke*, Flexibilitätsprämie.

3695 Das Inbetriebnahmejahr wird insofern nicht berücksichtigt.

dd.) Ausschreibung des anzulegenden Werts als Basis der Förderbemessung

Ebenfalls könnten sich Einsparungen durch die Einführung eines Ausschreibungsmodells zur Ermittlung des für die Förderberechnung ausschlaggebenden anzulegenden Wertes („*AW*“) ergeben. Dieses wird als „Pilotvorhaben“³⁶⁹⁶ zwecks des Erwerbs erster Erfahrungen zunächst bei Photovoltaikgroßflächenanlagen (nach Verordnungserlass)³⁶⁹⁷ eingesetzt (werden).³⁶⁹⁸

Da die genaue Ausgestaltung des Verfahrens noch unbekannt ist,³⁶⁹⁹ kann über die tatsächlichen (kostensenkenden) Effekte noch keine endgültige Bewertung abgegeben werden. Im Wege einer ersten Einschätzung ist jedoch davon auszugehen, dass das Ausschreibungsverfahren insgesamt (im Bereich von Neuanlagen³⁷⁰⁰) entsprechende Kostensenkungen herbeiführen und einer Mehrkostenentstehung dementsprechend abhelfen wird.³⁷⁰¹ Dies rührt daher, dass die jeweiligen Anlagenbetreiber in einem solchen „Auktionsverfahren ihre tatsächlichen Kosten offenbaren müssen“^{3702, 3703} sodass letztlich ein verstärkter Wettbewerb zwischen den Anbietern entfacht wird.³⁷⁰⁴

3696 BT-Drs. 18/1304, S. 88 und S. 92.

3697 Vgl. Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 141].

3698 So BT-Drs. 18/1304, S. 2, S. 88 und S. 92, so allgemein unter Rückbezug auf § 2 Abs. 5 EEG 2014 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 141]; siehe zudem Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1121]; siehe zum Ausschreibungsmodell vor allem noch einmal Abschnitt G.I.2.e.), S. 638 f.

3699 Vgl. Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 141]; Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654].

3700 Vgl. gerade nochmals Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 328] sowie Abschnitt G.I.2.e.), S. 639.

3701 So letztlich Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654 sowie S. 658], dort auch zu den abzuziehenden Gegenkosten und Nachteilen eines solchen Verfahrens; vgl. allgemein Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 391].

3702 Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654].

3703 Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654].

3704 Vgl. Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 391].

ee.) Zwischenergebnis

Insgesamt führt das novellierte Direktvermarktungssystem daher nur zu begrenzten Verbesserungen im Kontext der (Mehr-)Kostenentstehung.³⁷⁰⁵

c.) Vermeidung überkomplexer Systeme

Positive Veränderungen könnten demgegenüber im Kontext des Parameters der Vermeidung überkomplexer Systeme zu verzeichnen sein. Ein wesentliches Bestreben im Rahmen der EEG-2014-Novelle bestand nämlich zugleich darin, eine Vereinfachung des EEG in seiner bisherigen Ausgestaltung herbeizuführen.³⁷⁰⁶ Infolgedessen sollte also ein Abbau der bislang bestehenden Überkomplexität stattfinden,³⁷⁰⁷ wie sie insbesondere im Rahmen des in Teil 3a des EEG 2012 normierten Direktvermarktungsregimes zu verzeichnen gewesen ist.³⁷⁰⁸

aa.) Allgemeine Neugestaltung des Förder- und Direktvermarktungssystems

(1) Grundsätzliche Neugliederung

Im Rahmen des EEG 2014 hat der Gesetzgeber – wie bereits beschrieben – eine vollständige Neugliederung³⁷⁰⁹ des Fördersystems vorgenommen.³⁷¹⁰ Mit dieser geht zugleich eine entsprechende rechtliche Neu- und Umgestaltung einher, die auch im Rahmen des Gesamt erschei-

3705 Vgl. dazu schon *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; zur gesamten und allgemeinen Wirkung der EEG-Novelle im Bereich der Kostenentstehung sei auf *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 652 ff.] und *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 142 ff.] verwiesen.

3706 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139 und insb. S. 145].

3707 Vgl. *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 139 und insb. S. 145].

3708 Zur vorherrschenden Überkomplexität im Rahmen der Direktvermarktung im EEG 2012 siehe nochmals Abschnitt D.IV., S. 370 ff.

3709 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 145].

3710 Siehe nochmals den vorherigen Abschnitt G.I.1., S. 621 ff.

nungsbildes des EEG 2014 deutlich zum Ausdruck kommt.³⁷¹¹ Die Direktvermarktung hat in diesem Zuge keinen eigenen, separaten Abschnitt mehr zugewiesen bekommen (wie noch mit Teil 3a im EEG 2012), sondern wurde – zusammen mit den modifizierten Regelungen zur Einspeisevergütung – in ein zusammengefasstes Fördersystem eingegliedert. Als gemeinsame und „zentrale Anspruchsgrundlage“³⁷¹² für jegliche (Primär-)Förderung ist dabei § 19 Abs. 1 EEG 2014 vorgesehen.³⁷¹³ Des Weiteren erfolgt eine Gliederung in allgemeine (§§ 19 bis 33 EEG 2014) und besondere, jeweils instrumenten- und verwertungswegsspezifische Fördervorschriften (§§ 34 bis 36 EEG 2014 geförderte Direktvermarktung; §§ 37 bis 39 EEG 2014 Einspeisevergütung).³⁷¹⁴ Der Kapazitätsförderung ist in den §§ 52 bis 54 EEG 2014 wiederum ein separater Abschnitt zugewiesen worden.³⁷¹⁵ Dies lässt insgesamt bereits eine systematische Ausgestaltung erkennen.

(2) Umgestaltung der Voraussetzungen und Sanktionsregelungen

Im Wege der zusammenfassenden Neugestaltung der Verwertungsformen konnte dabei der insgesamt systematisch äußerst ungünstigen Duplierung der Voraussetzungen³⁷¹⁶, wie sie bislang im Rahmen der Direktvermarktung im EEG 2012 anzutreffen war,³⁷¹⁷ entsprechend abgeholfen werden. Positiv zu verzeichnen ist in diesem Zusammenhang zudem, dass im Zuge der Novellierung die bislang verstreuten einzelnen Sanktionsvorschriften- und Verweisungen³⁷¹⁸ einerseits durch eine zentrale

3711 Siehe allgemein zur Umgestaltung des EEG im Zuge der Novelle *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 145] sowie *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113].

3712 BT-Drs. 19/1304, S. 29.

3713 Siehe BT-Drs. 19/1304, S. 29; vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116].

3714 Eine andere Einteilung im Hinblick auf die Vorschriften bzw. Voraussetzungen nehmen demgegenüber *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116 f.] und *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 3 ff.] vor.

3715 Vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116].

3716 *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 1.

3717 Siehe *Salje*, EEG 2012, § 33c Rn. 1 und vor allem nochmals Abschnitt D.IV.2., S. 372.

3718 Vgl. dazu nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 384 ff.

Sanktionsnorm ersetzt und andererseits zu anspruchsbegründenden besonderen Voraussetzungen im Rahmen des jeweiligen Förderinstruments umgestaltet worden sind.³⁷¹⁹

Als wiederum negativ ist zu konstatieren, dass die bislang in § 33c EEG 2012 festgesetzten Voraussetzungen zur Vornahme der Direktvermarktung nicht vollständig sowie ausdrücklich und unmittelbar in den neuen Katalog anspruchsbegründender Voraussetzungen nach § 35 EEG 2014 mit übernommen wurden. Vielmehr sind in § 25 Abs. 2 EEG 2014 „indirekt weitere Voraussetzungen“³⁷²⁰ vorgesehen.³⁷²¹ Dies betrifft dabei insbesondere den – vormals in § 33c Abs. 1 EEG 2012 vorgesehenen – Synchronisationszwang³⁷²² bei der Vermarktung mehrerer Anlagen über eine gemeinsame Messeinrichtung.³⁷²³

Indem der Gesetzgeber insoweit lediglich mittelbar die entsprechende Voraussetzung vorsieht,³⁷²⁴ ist diese für den Rechtsanwender nicht unmittelbar erkennbar, wodurch sich die Zugänglichkeit des neugestalteten Förderregimes im EEG 2014 im entsprechenden Maße verschlechtert. Im Hinblick auf eine Vermeidung überkomplexer Systeme sind derartige Ausgestaltungen gerade zu vermeiden.

bb.) Neugestaltung der Prämienberechnung

Verbesserungen im Hinblick auf die vorherrschende Komplexität könnten sich zudem im Kontext der Berechnung der Prämien ergeben.

(1) Veränderungen im Rahmen der Marktprämie

Wie bereits dargestellt, wurde im Rahmen der Marktprämie nämlich die Managementprämie „als rechtliche Kategorie gestrichen“³⁷²⁵ und im Gegenzug in entsprechender Höhe angemessen in die Förderung

3719 Vgl. dazu gerade BT-Drs. 18/1304, S. 129 f. und S. 136 f.

3720 Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5].

3721 Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5].

3722 Zum Synchronisationszwang nach § 33c Abs. 1 EEG 2012 siehe nochmals Abschnitt E.VI.3., S. 530 ff.

3723 Vgl. Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5].

3724 Vgl. Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5].

3725 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

eingepreist“^{3726, 3727} Damit einhergehend wurde die Berechnungsformel der Marktpremie entsprechend angepasst, sodass sie nunmehr „ $MP = AW - MW$ “³⁷²⁸ lautet.³⁷²⁹ Durch den Entfall der beiden Berechnungspositionen „ P_M “ und „ RW “ kommt es damit nicht nur automatisch zu einer Verkürzung, sondern auch zu einer Vereinfachung der Berechnung der Marktpremie im Vergleich zur Vorgängerregelung.³⁷³⁰ Dies zeigt sich insbesondere auch darin, dass die Anlage 1 des EEG 2014 im Verhältnis zur Anlage 4 des EEG 2012 vom Umfang her beinahe halbiert worden ist.

(2) Vereinfachungen im Kontext des Flexibilitätszuschlags

Deutliche Vereinfachungen sind zudem im Rahmen des additionalen³⁷³¹ Flexibilitätszuschlags (für Neuanlagen) zu verzeichnen. Im Gegensatz zu der im EEG 2012 eingeführten Flexibilitätsprämie wird die Höhe des Flexibilitätszuschlags nämlich nicht über eine (entsprechend umfangreiche) Formel berechnet.³⁷³² Vielmehr wird der Flexibilitätszuschlag nach § 53 EEG 2014 jährlich als pauschaler Satz für jedes Kilowatt installierter Leistung ausgezahlt, vgl. § 53 Abs. 1 EEG 2014. Eine entsprechend umfangreiche Berechnung über mehrere Operanden (Faktoren) beziehungsweise Rechenschritte entfällt damit. Es handelt sich beim Flexibilitätszuschlag nach § 53 EEG 2014 damit um eine Art ‚Pauschal-förderung‘.

3726 BT-Drs. 18/1304, S. 91.

3727 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4], vgl. zudem ebenda, S. 389; so *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326], der insoweit explizit auf Neuanlagen abstellt; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3728 Anlage 1 Nr. 1.2 EEG 2014.

3729 Vgl. dazu BT-Drs. 18/1304, S. 185.

3730 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 185; vgl. zur Berechnung der Marktpremie im Rahmen des EEG 2012 nochmals Abschnitt D.II.3., S. 290 ff. sowie zu deren Überkomplexität Abschnitt D.IV.5.a.), S. 376 ff.

3731 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 148; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3732 Vgl. dahingegen zur Berechnung der Flexibilitätsprämie nochmals Abschnitt D.II.5., S. 308 ff. sowie zu deren Komplexität Abschnitt D.IV.5.b.), S. 378 ff.

cc.) Verweisungsvorschriften – Situation für Bestandsanlagen

Demnach verringert sich das Komplexitätsniveau für Neuanlagen im Rahmen der Direktvermarktung im EEG 2014 im vorgenannten Maße.³⁷³³ Zu untersuchen verbleibt daher, ob beziehungsweise inwieweit entsprechende Verbesserungen auch für Bestandsanlagen eintreten.

Auf Bestandsanlagen ist zunächst grundsätzlich das EEG 2014 anzuwenden.³⁷³⁴ Darüber hinaus gelten zudem die – bereits im Vorhinein³⁷³⁵ dargelegten – Übergangsvorschriften, welche die Regelungen des EEG 2014 in ihrer Wirkung entsprechend modifizieren.³⁷³⁶

Die Anlagenbetreiber müssen sich also zunächst mit der neuen Systematik³⁷³⁷ des EEG 2014 und der insoweit geänderten Direktvermarktung auseinandersetzen.³⁷³⁸ Dies bedingt nicht nur eine reine „Umorientierung und [...] auch die Umstellung von Massengeschäftsprozessen und Formblättern etc.“^{3739, 3740} Folglich können bereits daraus erste Zugangshindernisse erwachsen.³⁷⁴¹

Viel entscheidender ist jedoch, dass die zusätzlich geltenden Übergangsvorschriften selbst äußerst umfangreich ausgestaltet sind.³⁷⁴² Sie gehen insofern weit über das normalerweise zu erwartende Maß hinaus.³⁷⁴³

3733 In diesem Kontext ist anzumerken, dass auch im Rahmen der besonderen Vergütungsvorschriften (zur grundlegenden Festsetzung des anzulegenden Werts) ein Abbau an Komplexität zu verzeichnen ist, so *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 6]. Dort [S. 6 ff.] auch zu den insoweit vorgenommenen Veränderungen.

3734 *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 2]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3735 Siehe nochmals Abschnitt G.I.1.d.)cc.), S. 630 f. und Abschnitt G.I.2., ab S. 633 ff.

3736 Vgl. *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326], dort insgesamt ausführlich zu den Übergangsregelungen des EEG 2014.

3737 *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1113].

3738 Vgl. gerade *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 145].

3739 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 145].

3740 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 145].

3741 Vgl. *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 145], wonach die Neuregelungen „die Handhabung [...] nicht einfacher mach[en]“ (ebenda).

3742 So *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 146].

3743 So letztlich *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 146].

Das aus „zahlreichen Rückausnahmen“³⁷⁴⁴ bestehende System der Übergangsvorschriften weist also eine „komplizierte Systematik“³⁷⁴⁵ auf und ist damit insgesamt von hoher Komplexität (geprägt).³⁷⁴⁶ Insofern wird unter anderem das vereinfachte System der Marktprämie entsprechend modifiziert und büßt insoweit seine verbesserte Zugänglichkeit ein.³⁷⁴⁷ Für Bestandsanlagen tritt damit keine Verbesserung ein, vielmehr ist ein Verstoß gegen den Parameter der Vermeidung überkomplexer Systeme zu attestieren.

dd.) Zwischenergebnis

Demnach kommt es nur für Neuanlagen zu einer gewissen Verbesserung im Rahmen des Parameters der Vermeidung überkomplexer Systeme.³⁷⁴⁸ Je nach – noch erfolgreicher – Ausgestaltung des Ausschreibungsmodells via Rechtsverordnung³⁷⁴⁹ ist außerdem im Kontext von Neuanlagen mit einer partiellen, wenn nicht gar vollständigen, Nivellierung der bislang feststellbaren Verbesserungen zu rechnen.³⁷⁵⁰

3744 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 146].

3745 Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 326].

3746 So Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 146]; Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 329].

3747 Vgl. allgemein zu den insoweit vorgenommenen Modifikationen i.R.d. Marktprämienberechnung Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 326] sowie Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389] und vor allem nochmals Abschnitt G.I.2.a.), S. 631 ff.

3748 Ähnlich attestieren bereits sowohl Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 656 und S. 658] als auch Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 2] dem novellierten und neu ausgestalteten EEG in seiner Gesamtheit entsprechende Komplexitätssteigerungen bzw. einen mangelnden Komplexitätsabbau; vgl. aber insgesamt etwas moderater Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 145 f.].

3749 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 141] (ausschließlich zum „PV-Piloten“ (ebenda)).

3750 Vgl. insoweit Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 391].

d.) (Selbst-)Lernfähigkeit des Fördersystems

Insgesamt und im Ergebnis gesehen weist auch die novellierte Direktvermarktung keine grundlegenden (inhaltlichen) Verbesserungen im Kontext der Selbstlernfähigkeit auf.

aa.) Anpassungsmöglichkeit der eingepreisten³⁷⁵¹
Managementprämiensätze

Im Rahmen ihrer grundsätzlichen Anpassungsfähigkeit wurde im Wege der Umstellung der generellen Förderbemessung auf den anzulegenden Wert („AW“) als Ausgangsbasis bei Neuanlagen sogar die bisherige Möglichkeit gestrichen, die (nunmehr eingepreisten³⁷⁵²) Managementprämiensätze beziehungsweise (somit letztlich) die Fördersätze ihrer Höhe nach über eine Rechtsverordnung zu regulieren.³⁷⁵³ Allein bei Bestandsanlagen sieht § 95 Hs. 1 Nr. 3 EEG 2014 weiterhin die (angeglichene) Möglichkeit vor, die „Höhe der Erhöhung des jeweils anzulegenden Wertes „AW““³⁷⁵⁴ entsprechend der bisherigen Managementprämiensätze abweichend von den Übergangsvorschriften zu regeln.³⁷⁵⁵ Demzufolge wird allein für Bestandsanlagen die vorgenannte Anpassungsmöglichkeit fortgesetzt. Eine Anpassung der Fördersätze für Neuanlagen kann damit lediglich im Wege des regulären Gesetzgebungsverfahrens erfolgen, sodass eine unmittelbare Reaktion auf bestehenden Änderungsbedarf grundsätzlich unmöglich ist.

In diesem Zusammenhang sei zudem darauf hingewiesen, dass die Bundesregierung „derzeit“³⁷⁵⁶ die Zulassung von negativen Werten im

3751 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3752 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326], der insoweit explizit auf Neuanlagen abstellt; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3753 Vgl. insoweit zum EEG 2012 nochmals Abschnitt D.III.1.a.)bb.) (2), S. 322 ff.

3754 § 95 Hs. 1 Nr. 3 EEG 2014, Hervorhebung durch den Verfasser.

3755 Vgl. § 95 Hs. 1 Nr. 3; BT-Drs. 18/1304, S. 175.

3756 BT-Drs. 18/1304, S. 185.

Rahmen der Marktprämienbemessung untersucht, woraus beispielsweise eine „Zahlungspflicht des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber [resultieren] könnte“^{3757, 3758} Eine unmittelbare Anpassungsfähigkeit resultiert daraus somit (noch) nicht.

bb.) Evaluationsmaßnahmen und -fähigkeit

Positiv zu verzeichnen bleibt allein im Rahmen der generellen Evaluationsdurchführung, dass im Rahmen des „bis zum 31. Dezember 2014 und dann jährlich“³⁷⁵⁹ zu erstellenden] Monitoringberichts nun ausdrücklich „de[r] Stand der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien“³⁷⁶⁰ (§ 98 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2014) sowie „die Erfüllung der Grundsätze nach § 2 [EEG 2014]“³⁷⁶¹ – und somit letztlich auch die Marktintegration der erneuerbaren Energien, vgl. § 2 Abs. 1 und 2 EEG 2014 – mit aufgenommen wurden. Gleichwohl steht das generelle Jahresintervall des Monitoringberichts einer unmittelbaren Reaktionsfähigkeit und Anpassung entgegen.³⁷⁶²

Zugleich kann durch die Einführung eines generellen und insgesamt verpflichtenden Anlagenregisters im EEG 2014 zumindest von einer entsprechenden Steigerung der allgemeinen Evaluationsfähigkeit ausgegangen werden.³⁷⁶³

cc.) Zwischenergebnis

Insgesamt verhilft das Vorgenannte dem novellierten Direktvermarktungssystem jedoch nicht zu einer entsprechenden Selbstlernfähigkeit.

3757 BT-Drs. 18/1304, S. 185.

3758 So BT-Drs. 18/1304, S. 185.

3759 § 98 Abs. 1 EEG 2014.

3760 § 98 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2014.

3761 § 98 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014.

3762 Vgl. bereits zum EEG 2012 Abschnitt D.III.3.e.)cc.), S. 364.

3763 Vgl. dazu allgemein BT-Drs. 18/1304, S. 93; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116], dort allgemein ausführlich zum Anlagenregister; vgl. zum Letztgenannten auch *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5].

e.) Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems

Bezüglich der Erhaltung der Funktionsfähigkeit des Fördersystems ergeben sich durch die Novelle ebenfalls keine inhaltlichen Änderungen.

aa.) Effektive Miss- und Fehlgebrauchsvermeidung

Die Ergebnisse im Rahmen des Parameters der effektiven Miss- und Fehlgebrauchsvermeidung gelten auch im Rahmen der Direktvermarktung im EEG 2014 entsprechend fort. Der Gesetzgeber sieht nach wie vor eine strikte Regulierung der Direktvermarktung vor.³⁷⁶⁴ Diese spiegelt sich erneut insbesondere in der Vielzahl von Voraussetzungen und Pflichten wider, die einem Anlagenbetreiber im Rahmen der Teilnahme an der (geförderten) Direktvermarktung auferlegt werden, vgl. beispielsweise die Regelungen der §§ 20, 21 und 35 EEG 2014.³⁷⁶⁵ Zur effektiven Durchsetzung ist entweder eine konstitutive Ausgestaltung der Voraussetzungen (vgl. § 34 EEG 2014) oder wiederum eine – nunmehr komprimierte – Sanktionsregelung in § 25 EEG 2014 vorgesehen.³⁷⁶⁶

bb.) Vermeidung (kurzfristiger) Mitnahmeeffekte

Veränderungen sind im Ergebnis ebenso wenig im Bezug auf die Vermeidung kurzfristiger Mitnahmeeffekte zu verzeichnen. Insofern setzt der Gesetzgeber mit den Regelungen der §§ 20, 21 EEG 2014 weiterhin die bekannten „Wechselmodalitäten“³⁷⁶⁷ ein, wobei diese jedoch im Hinblick auf die umgestalteten Direktvermarktungsformen entsprechend angeglichen wurden.³⁷⁶⁸ Eine Abweichung findet hierbei allein bezogen

3764 Vgl. zum EEG 2012 nochmals *Salje*, EEG 2012, § 33b Rn. 1; siehe insgesamt zur Missbrauchsvermeidung vor allem nochmals Abschnitt D.V.1., S. 382 ff.

3765 Vgl. insoweit zum EEG 2012 nochmals Abschnitt D.V.1.a.), S. 383 f.

3766 Vgl. diesbezüglich zum EEG 2012 nochmals Abschnitt D.V.1.b.), S. 384 f.

3767 *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript), S. 49; *ders.*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 58.

3768 Vgl. insoweit §§ 20, 21 EEG 2014 und § 33d EEG 2012; BT-Drs. 18/1304, S. 126 f.; allgemein und ausschließlich zum EEG 2014 *Thomas*, NVwZ-Extra

auf die Mitteilungsfrist³⁷⁶⁹ im Rahmen des Wechsels in die „Ausfallvergütung“³⁷⁷⁰ nach § 38 EEG 2014 respektive zurück aus dieser in eine andere der in § 20 Abs. 1 EEG 2014 vorgesehenen Vermarktungsformen statt.³⁷⁷¹ Hiernach kann die Wechselmitteilung nämlich „bis zum fünftletzten Werktag des Vormonats“³⁷⁷² erfolgen.³⁷⁷³ Der gesetzlich insgesamt vorgesehene (Mindest-)Wechselzeitraum in die „Ausfallvergütung“³⁷⁷⁴ beträgt damit immer noch über einen Kalendermonat. Es besteht folglich keine Gefahr kurzzeitiger Mitnahmeeffekte respektive des „Rosinenpicken[s]“³⁷⁷⁵. Dies gilt erst recht unter dem Aspekt, dass die „Ausfallvergütung“³⁷⁷⁶ auf Grund des vorgesehenen Abschlags insgesamt „finanziell unattraktiv ausgestaltet“³⁷⁷⁷ wurde.³⁷⁷⁸ In Gesamtschau verbleibt es damit bei den vorherigen Ergebnissen.

17/2014, S. 1 [S. 5]; zum EEG 2012 siehe nochmals Abschnitt D.V.2.b.), S. 393 ff.

3769 *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33d Rn. 1 und Rn. 8.

3770 BT-Drs. 18/1304, S. 131; so vor allem *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3771 Vgl. §§ 20, 21 EEG 2014 und § 33d EEG 2012; BT-Drs. 18/1304, S. 126 f.; allein zum EEG 2014 *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3772 § 21 Abs. 1 S. 2 EEG 2014.

3773 Vgl. § 21 Abs. 1 S. 2 EEG 2014; so *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3774 BT-Drs. 18/1304, S. 131; so vor allem *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3775 *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 144; ebenso *Altrock / Oschmann*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG, § 17 Rn. 4.

3776 BT-Drs. 18/1304, S. 131; so vor allem *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3777 BT-Drs. 18/1304, S. 139.

3778 So BT-Drs. 18/1304, S. 139; vgl. dazu auch zum damit zusammenhängenden Rückwechselanreiz- bzw. Ausnahmenutzungsanreiz ebenda, S. 91 sowie *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388], *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140], *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9] und *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

f.) Zwischenergebnis

Im Rahmen der allgemeinen Parameter lassen sich demzufolge allenfalls geringfügige Verbesserungen gegenüber der Direktvermarktung im EEG 2012 attestieren.

2. Veränderungen im Rahmen der besonderen Parameter

Zu untersuchen verbleibt nun noch, ob sich zumindest im Rahmen der besonderen Parameter durch die EEG-Novelle 2014 (positive) Veränderungen verzeichnen lassen.

a.) Selbstständige und unmittelbare Teilnahme am Strommarkt

Im Rahmen des Parameters der selbstständigen und unmittelbaren Teilnahme am Strommarkt (und all seinen Handelsplätzen inklusive des Anbietens aller Handelsprodukte) lassen sich insgesamt keine Veränderungen verzeichnen. Dies folgt dabei insbesondere daraus, dass der Gesetzgeber weiterhin an dem bisher verwandten Direktvermarktungsbegriff festhält.³⁷⁷⁹ Dieser ist nun jedoch nicht mehr – wie bereits von der Literatur kritisiert³⁷⁸⁰ – unmittelbar im Rahmen der die Direktvermarktung ausgestaltenden Vorschriften hinterlegt, sondern wurde im Zuge der Novellierung inhaltlich unverändert in den Begriffsbestimmungskatalog des § 5 EEG 2014 (als Nr. 9) eingefügt.³⁷⁸¹

b.) Möglichkeit der Vernetzungen auf dem Strommarkt

Die EEG-2014-Novelle könnte zu Veränderungen im Rahmen des Zwischenhandels³⁷⁸² führen. Es könnten also die bisherigen Ergebnisse

3779 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3780 So *Hinsch / Reshöft*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, § 33a Rn. 15.

3781 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3782 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19]; zur generellen Ausgestaltung des Zwischenhandelsmodells (ebenda) siehe nochmals Abschnitt E.II.1.b.)bb.), S. 423 ff.

des Parameters bezüglich der Möglichkeit beziehungsweise Zulässigkeit von Vernetzungen auf dem Strommarkt und insbesondere deren Herbeiführung durch die (geförderte) Direktvermarktung entsprechende Modifikationen erfahren haben.

aa.) Fortbestehende Zulässigkeit des Zwischenhandelsmodells³⁷⁸³

Bezüglich der Zulässigkeit des Zwischenhandelsmodells³⁷⁸⁴ ergeben sich keine Veränderungen. Hervorzuheben ist in diesem Zusammenhang gleichwohl, dass der Gesetzgeber im Rahmen des EEG 2014 nun ausdrücklich und „erstmalig“³⁷⁸⁵ den Terminus des „Direktvermarktungsunternehmer[s]“³⁷⁸⁶ in den Katalog der Legaldefinitionen in § 5 sowie insgesamt in das EEG 2014 mit aufgenommen hat.³⁷⁸⁷ Nach dieser vorgehaltenen Legaldefinition ist derjenige als „Direktvermarktungsunternehmer“³⁷⁸⁸ zu verstehen, der „von dem Anlagenbetreiber mit der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas beauftragt ist oder Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas kaufmännisch abnimmt, ohne insoweit Letztverbraucher dieses Stroms oder Netzbetreiber zu sein“³⁷⁸⁹. Es handelt sich also – anders ausgedrückt – um denjenigen „Wirtschaftsakteur[.], [der] entweder für den Anlagenbetreiber die Direktvermarktung des Strom[s] aus dessen Anlage übern[immt] und abwickel[t] (Variante 1) oder [der] den Strom von dem Anlagenbetreiber aufkauft, um diesen Strom eigenständig weiter zu vermarkten (Variante 2)“^{3790, 3791}

Mit der Aufnahme des „Direktvermarktungsunternehmer[s]“³⁷⁹² in das Gesetz möchte der Gesetzgeber unter anderem zum Ausdruck bringen, dass „[d]ie Direktvermarktung [...] [zwar] grundsätzlich Aufgabe der

3783 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3784 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3785 BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3786 § 5 Nr. 10 EEG 2014.

3787 Vgl. § 5 Nr. 10, § 11 Abs. 3, § 20 Abs. 3, § 35 Nr. 3 lit. b) sowie § 36 EEG 2014; vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3788 § 5 Nr. 10 EEG 2014.

3789 § 5 Nr. 10 EEG 2014.

3790 BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3791 So BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3792 § 5 Nr. 10 EEG 2014.

Anlagenbetreiber [bleibt]³⁷⁹³, ihre Abwicklung aber gleichfalls über einen Direktvermarktungsunternehmer stattfinden kann.³⁷⁹⁴ Dies bestätigt und unterstreicht demzufolge noch einmal, dass die Stellvertretung im Rahmen der Direktvermarktung (im Zuge des Zwischenhandels³⁷⁹⁵) weiterhin³⁷⁹⁶ ausdrücklich zulässig ist.

bb.) Konzentration im Rahmen des Zwischenhandels³⁷⁹⁷

Viel entscheidender sind demgegenüber jedoch die Auswirkungen, die aus den Anpassungen im Rahmen der marktprämiierten, geförderten Direktvermarktung resultieren können. Insofern könnte es nämlich zu Einschnitten und Veränderungen im Kontext der bislang – in Form des Zwischenhandels³⁷⁹⁸ – herbeigeführten Kooperationen und Vernetzungen kommen.

In diesem Zusammenhang ist zunächst noch einmal ausdrücklich herauszustellen, dass die Finanzierungsbasis des Zwischenhandelsmodells³⁷⁹⁹ die Managementprämie als Teil der Marktprämie – und die in diesem Zusammenhang offerierte Mehrgewinnmöglichkeit gegenüber der Mindestvergütung – ist.³⁸⁰⁰ Diese war im Rahmen der ursprünglichen Ausgestaltung der Marktprämie im EEG 2012 bislang als Teilkomponente vorgesehen.³⁸⁰¹

Im Rahmen des EEG 2014 ist diese stattdessen in die Fördersätze entsprechend eingepreist worden.³⁸⁰² Aus dem reinen Einpreisen der Managementprämie an sich ergeben sich jedoch keine Auswirkungen auf

3793 BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3794 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 113.

3795 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3796 Zur Zulässigkeit der Stellvertretung im Rahmen der Direktvermarktung im EEG 2012 sei nochmals auf Abschnitt E.II.2.a.), S. 432 ff. verwiesen.

3797 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3798 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3799 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3800 Vgl. *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 329 ff., insb. S. 329 und S. 333]; siehe nochmals Abschnitt E.II.1.b.)cc.), S. 426 ff.

3801 Vgl. *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 11] und nochmals Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 294 ff. sowie Abschnitt E.III.1.b.)bb.), 447.

3802 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4], vgl. zudem ebenda, S. 389; so *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

das Zwischenhandelsmodell³⁸⁰³. Insofern sind die jeweiligen „Direktvermarkter“³⁸⁰⁴ lediglich dazu angehalten, die eingepreisten³⁸⁰⁵ Managementprämiensätze separat zu ermitteln.

Entscheidend ist vielmehr, dass die jeweiligen Managementprämiensätze im Zuge des Einpreises zugleich entsprechend herabgesetzt worden sind,³⁸⁰⁶ was ab dem Jahr 2015 letztlich alle Anlagenbetreiber betrifft.³⁸⁰⁷

Durch das vorgenannte Herabsetzen der nunmehr eingepreisten³⁸⁰⁸ Managementprämiensätze wird der Kostendruck auf die jeweiligen „Zwischenhändler“³⁸⁰⁹ zukünftig deutlich erhöht.³⁸¹⁰ Demzufolge soll es – wie bereits für die zukünftige Entwicklung im Rahmen der Direktvermarktung im EEG 2012 prognostiziert³⁸¹¹ – zu einer deutlichen „Konzentration der Direktvermarkter“³⁸¹² kommen.³⁸¹³ Insofern soll die Zahl an Direktvermarktungsunternehmen von aktuell ungefähr siebzig auf sodann lediglich „sieben bis acht Unternehmen“³⁸¹⁴ herabsinken.³⁸¹⁵ Es wird zugleich und nach wie vor unter dem Geltungsbereich des EEG 2014

3803 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3804 Lüdemann / Ortmann, ZNER 2012, S. 325 [S. 328].

3805 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3806 Siehe Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3807 Vgl. Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3808 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Sprenger, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3809 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3810 Vgl. dazu nochmals zur Situation i.R.d. EEG 2012 Abschnitt F.I.3.d.)ee.), S. 581 ff.

3811 Siehe nochmals Abschnitt F.I.3.d.)ee.), S. 581 ff.

3812 Wolf, Der Schritt zum Systemwechsel, SWW 11/2014, S. 64 [S. 65].

3813 Meier nach Wolf, SWW 11/2014, S. 64 [S. 65]; so erst recht zur vollständigen Streichung prognostiziert von Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 13].

3814 Wolf, SWW 11/2014, S. 64 [S. 65].

3815 Meier nach Wolf, SWW 11/2014, S. 64 [S. 65].

für die Zukunft das Eintreten einer Oligopolisierung im Kontext der „Zwischenhändler“³⁸¹⁶ befürchtet.³⁸¹⁷

Im Rahmen des EEG 2014 setzen sich demnach die bereits erwarteten Entwicklungen fort.³⁸¹⁸ Es kommt also im Ergebnis zu keinen Änderungen.

c.) Nachfrage- und Marktpreisorientierung der Anlagenbetreiber

Bezogen auf die marktintegrative Wirkung der Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2012 wurde als Hauptkritikpunkt die ungenügende Steuerwirkung der Marktprämie im Hinblick auf das Erzielen einer Nachfrage- und Bedarfsorientierung der Anlagenbetreiber identifiziert.³⁸¹⁹ Soweit die EEG-2014-Novelle die marktintegrative Wirkung (im Rahmen der Direktvermarktung) verbessern soll, müssten sich innerhalb dieses Parameters somit deutliche Verbesserungen gegenüber der bisherigen Ausgestaltung attestieren lassen.

Im Hinblick auf das Vorgenannte scheint es daher zunächst zumindest fragwürdig, dass der Gesetzgeber auch im Rahmen des EEG 2014 weiterhin die Marktprämie einsetzt³⁸²⁰. Gleichwohl ist diese entsprechenden Modifikationen unterzogen worden.

3816 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3817 So *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654]; siehe (nicht unmittelbar vom EEG 2014 ausgehend) *Grashof / Weber (IZES)*, Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, S. 30 ff. [insb. S. 31], abrufbar unter: <http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/201402-strom-direktvermarktung-izes.pdf> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015); (ausgehend vom EEG 2012) *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, ZfE 2013, S. 43 [S. 51], dort m.w.N.; siehe zur bisherigen Prognose nochmals Abschnitt F.I.3.d.)ee.), S. 581 ff., dort m.w.N.; vgl. *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 13], dort m.w.N.; vgl. zudem ähnlich zur vollständigen Streichung der Managementprämienätze *Deissenroth* nach Zimmermann, Weit weg von nett, Neue Energie 03/2014, S. 10 [S. 12].

3818 Vgl. nochmals Abschnitt F.I.3.d.)ee.), S. 581 ff.

3819 Siehe nochmals Abschnitt E.III., S. 443 ff.

3820 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 f.]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 8 f.]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1116].

aa.) Veränderte Berechnungsweise der Marktpremie

Als erste Änderung, die im Rahmen des Instruments der Marktpremie im Wege der Novelle zu verzeichnen ist, ist die geänderte Berechnungsformel respektive Bemessungsgrundlage der Marktpremie zu nennen. Im Zuge des Einpreisen der Managementprämie lautet diese nunmehr

$MP = AW - MW$, vgl. Anlage 1 Nr. 1.2 EEG 2014.³⁸²¹ Durch das Streichen und Ersetzen der Positionen „ RW “ und „ P_M “ durch den anzulegenden Wert „ AW “ kommt es zwar zu einer Vereinfachung der Berechnungsweise,³⁸²² gleichwohl ändert sich hierdurch die grundlegende Funktionsweise der Marktpremie nicht.³⁸²³ Es gelten somit die bisherigen Ergebnisse entsprechend fort.³⁸²⁴ Die Marktpremie setzt demnach immer noch dann einen Produktionsanreiz, solange und soweit der erlangte Marktpremiensatz nach Abzug der Grenzkosten den jeweiligen Marktpreis übersteigt (oder ihm zumindest entspricht).³⁸²⁵ Dies resultierte im EEG 2012 bei fluktuierenden Energieträgern grundsätzlich in einem faktischen Daueranreiz zur Produktion,³⁸²⁶ wohingegen bei steuerbaren Energieträgern zumindest eine potenzielle Steuerwirkung attestiert werden konnte.³⁸²⁷

3821 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 185; zum Einpreisen der Managementprämie siehe Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140], Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389], Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9] sowie vor allem nochmals Abschnitt G.I.2.a.)aa.), S. 631 f.

3822 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 185; siehe vor allem nochmals Abschnitt G.II.1.c.)bb.) (1), S. 653 f.

3823 Vgl. insofern ausschließlich und allgemein zum Einpreisen der Managementprämie Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3824 Vgl. allgemein zur Gesamtwirkungsweise aller Änderungen durch das EEG 2014 auf die Bedarfsgerechtigkeit Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390 f.]; Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 14]; vgl. zum EEG 2012 insoweit ausführlich Abschnitt E.III.1., S. 444 ff.

3825 Vgl. Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 391]; vgl. vor allem (zur bisherigen Ausgestaltung der Marktpremie im EEG 2012) Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; Gawel / Purkus, Die Marktpremie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 14; siehe Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 31]; siehe vor allem nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.) (2), S. 457 ff.

3826 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff.

3827 Siehe nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff.

bb.) Herabsetzen der Managementprämiensätze

Eine Verbesserung der jeweiligen Situation könnte nunmehr jedoch durch die im Zuge der Novellierung angepassten Managementprämiensätze erzielt worden sein. Die eingepreisten Sätze zur Erstattung der „Direktvermarktungsmehrkosten“³⁸²⁸ („Managementprämiensätze“) betragen nämlich ab dem Jahr 2015 für jegliche³⁸²⁹ Bestands- wie auch Neuanlagen einheitlich jeweils nur noch 0,4 Cent / kWh (Wind- und solare Strahlungsenergie) beziehungsweise 0,2 Cent / kWh (sonstige / steuerbare Energieträger).³⁸³⁰

Daraus folgt, dass der Produktionsanreiz³⁸³¹ für die Situation $MP - Grenzkosten \geq Marktpreis$ ³⁸³² durch das entsprechende Herabsenken der Marktpremie insgesamt zumindest in den Zeiten negativer und sehr niedriger Strompreise eher wegfällt. Vor allem bei den steuerbaren Energieträgern, bei denen entsprechende Brennstoffkosten – und damit Grenzkosten – anfallen,³⁸³³ kommt es damit zu geringen Verbesserungen im Hinblick auf die Bedarfsgerechtigkeit – zumindest soweit eine generelle Anlagenausrichtung im Hinblick auf eine bedarfsgerechtere Produktion erfolgt ist.³⁸³⁴ Bei Wind- und solarer Strahlungsenergie sind

3828 BT-Drs. 18/1304, S. 129.

3829 Für nicht-fernsteuerbare Bestandsanlage besteht lediglich bis zum zweiten Quartal eine ‚Karenzfrist‘, wobei diesen im nachfolgenden Zeitraum auf Grund der mangelnden Fernsteuerbarkeit „überhaupt keine Förderung mehr [gewährt wird]“ (Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]), ebenda.

3830 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; siehe allgemein zu den veränderten Fördersätzen Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; siehe nochmals Abschnitt G.I.2.a.), S. 631 ff.

3831 Vgl. Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 24]; Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 592]; Gawel / Purkus, Die Marktpremie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 14; Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 391]; siehe Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a., et 11/2012, S. 29 [S. 31].

3832 Die formelhafte Darstellung ist angelehnt an Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a., emw 2/2011, S. 22 [S. 24] und vor allem Gawel / Purkus, Die Marktpremie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, S. 14.

3833 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

3834 Vgl. zu den bisherigen Mängeln im Rahmen der Marktpremie im EEG 2012 und der – zumindest potenziellen – Abhilfe durch die Flexibilitätsprämie nochmals Abschnitt E.III.1.f.)ee.) sowie Abschnitt E.III.2, S. 465 ff.

die Einschnitte und Veränderungen (auf Grund der grundsätzlich nicht anfallenden Grenzkosten)³⁸³⁵ nur marginal.

Eine wirkliche Verbesserung der Bedarfsgerechtigkeit erfolgt also durch die vorgenannte Änderung grundsätzlich nicht.

cc.) Nullvergütung bei anhaltend negativen Strompreisen

Demgegenüber könnte die neu eingeführte Nullvergütung bei anhaltend negativen Strompreisen gemäß § 24 EEG 2014 die Wirkung der Marktprämie im Hinblick auf eine Nachfrage- und Marktpreisorientierung (Bedarfsgerechtigkeit) verbessern.³⁸³⁶ Nach dieser Regelung kommt es in Situationen, bei denen der Strompreis „für die Preiszone Deutschland/ Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden negativ ist“³⁸³⁷, zu einer Verringerung des im Rahmen der Marktprämienberechnung zu Grunde zu legenden anzulegenden Werts („*AW*“) auf den Faktor Null.³⁸³⁸ Dies „betrifft dann die Einspeisung in diesen sechs Stunden sowie in jeder weiteren [jeweils ununterbrochen³⁸³⁹] darauffolgenden Stunde, in der der Stundenkontrakt ebenfalls einen negativen Wert hat“³⁸⁴⁰.³⁸⁴¹ Es tritt sodann also ein vollständiger Förderentfall ein.³⁸⁴²

Von ihrer konzeptionellen Idee scheint diese Regelung grundsätzlich sinnvoll und geeignet, die im Kontext der Marktprämie insbesondere bei den fluktuierenden Energieträger vorherrschenden Probleme im gewissen Maße zu beseitigen (Stichwort: einspeisevergütungsähnliche

3835 Gawel / Purkus, ZUR 2012, S. 587 [S. 593].

3836 Zu dieser Regelung siehe auch nochmals Abschnitt G.I.2.b.), S. 633 f.

3837 § 24 Abs. 1 EEG 2014.

3838 Vgl. § 24 Abs. 1 EEG 2014; BT-Drs. 18/1891, S. 202; Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9]; so Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 6].

3839 Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; vgl. BT-Drs. 18/1891, S. 202.

3840 BT-Drs. 18/1891, S. 202.

3841 BT-Drs. 18/1891, S. 202; siehe Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 6].

3842 So Lüdemann / Ortman, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; so zudem letztlich Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

Förderung)³⁸⁴³. Die im Gesetz tatsächlich vorzufindende Ausgestaltung schränkt diese Regelung in ihrer Effektivität jedoch erheblich ein.³⁸⁴⁴ Vergleicht man das Erfordernis von negativen Strompreisen an mindestens sechs oder mehr durchgehenden Stunden nämlich mit der Realität am Strommarkt, so trat eine solche Konstellation beispielsweise „[i]m Jahr 2013 [...] nur an zwei Tagen“³⁸⁴⁵ auf,³⁸⁴⁶ obwohl in diesem Jahr zugleich allein 87 Stunden mit einem Strompreis von ≤ 0 €/MWh zu verzeichnen gewesen sind.³⁸⁴⁷

Das Vorgenannte ist dabei nicht die einzige Limitierung, die der Effektivität der Regelung des § 24 EEG 2014 entgegensteht.³⁸⁴⁸ Denn nach § 24 Abs. 3 EEG 2014 ist eine Anwendung dieser Regelung lediglich für Anlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2016 vorgesehen,³⁸⁴⁹ deren Mindestgröße zugleich 3 MW bei Windenergieanlagen beziehungsweise 500 kW bei sonstigen Anlagen nicht unterschreitet.³⁸⁵⁰

In Gesamtschau kann der Regelung somit nur ein sehr enger und äußerst begrenzter Anwendungsbereich zugeschrieben werden.³⁸⁵¹ Hätte der Gesetzgeber insofern eine effektive Regelung einführen wollen, hätte er einen Förderstopp zumindest für jegliche Neuanlagen ab dem Auftreten von neutralen Preisen (= 0 € / kWh) am Spotmarkt vorsehen müssen.

3843 Zu den Problemen im Rahmen der fluktuierenden Energieträger auf Grund der generellen Ausgestaltung der Marktprämie siehe nochmals ausführlich Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff.

3844 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390 f.].

3845 *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390].

3846 *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; vgl. zudem *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3847 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390 Tabelle 2].

3848 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390].

3849 *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; vgl. *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 6].

3850 Vgl. § 24 Abs. 3 EEG 2014; vgl. *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390]; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 6].

3851 So – vollkommen zu Recht – *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390 f.]; zudem aus anderen Aspekten kritisch zur Regelung *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 14] sowie *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

dd.) Einführung verpflichtender Fernsteuerbarkeit

Die vom Gesetzgeber vorgenommenen vorgenannten Änderungen führen damit weder bei Anlagen mit einer Abhängigkeit vom Primärenergieträgerangebot noch bei steuerbaren Anlagen zu spürbaren Verbesserungen. Gleiches gilt ebenfalls für die verpflichtende Einführung der Fernsteuerbarkeit im Rahmen der prämierten Direktvermarktung, wie sie in § 35 Nr. 2 EEG 2014 für jegliche Anlagen zwingend spätestens ab dem zweiten Quartal 2015 vorgesehen ist.³⁸⁵²

Insofern konnte nämlich bereits im Rahmen des EEG 2012 zur damals noch gesondert geförderten³⁸⁵³ und lediglich optional³⁸⁵⁴ vorgesehenen Fernsteuerbarkeit der Anlage festgestellt werden, dass diese keinen unmittelbaren Einfluss auf die Bedarfsgerechtigkeit nimmt.³⁸⁵⁵ Vielmehr stellt die Fernsteuerbarkeit allein eine zwingende Voraussetzung für die jeweilige Anlage dar, um überhaupt auf die Preise (und somit auf den am Markt vorherrschenden Bedarf)³⁸⁵⁶ reagieren zu können.³⁸⁵⁷ Sie kann damit allein einen mittelbaren Beitrag leisten.

ee.) Änderungen im Rahmen von Biogasneuanlagen

Wirkliche Verbesserungen im Hinblick auf die Bedarfsgerechtigkeit lassen sich lediglich bei größeren Biogasneuanlagen erwarten. Diese erhalten lediglich eine Förderung für den hälftigen Anteil ihrer produzier-

3852 Lediglich allgemein zur verpflichtenden Einführung der Fernsteuerbarkeit *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; siehe dazu zudem *Holzapfel / Wucherer*, SWW 11/2014, S. 30 [S. 30].

3853 Vgl. *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 9]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117] sowie nochmals Abschnitt E.III.1.d.), S. 451 f. und Abschnitt D.II.3.b.)bb.), S. 296.

3854 *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 8 Fn. 64].

3855 Siehe nochmals E.III.1.d.), S. 451 f.

3856 Vgl. insoweit *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390].

3857 So *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389]; vgl. zudem *Holzapfel / Wucherer*, SWW 11/2014, S. 30 [S. 30].

baren Strommenge.³⁸⁵⁸ Auf Grund dieser lediglich hälftigen Förderung sind die Anlagenbetreiber grundsätzlich gezwungen, ihren Strom bestmöglich am Strommarkt abzusetzen.³⁸⁵⁹ Sie müssen sich also vor allem nach den Marktpreisen und deren Höhe – und damit am bestehenden Bedarf –³⁸⁶⁰ ausrichten, um ihre anfallenden Grenzkosten zu refinanzieren und somit letztlich die getätigten Investitionen vollständig³⁸⁶¹ zu decken.³⁸⁶²

Diesbezüglich ist jedoch zu berücksichtigen, dass in Zukunft nur mit einem stark begrenzten, minimalen Anlagenzubau zu rechnen ist.³⁸⁶³ Diese Regelung betrifft im Rahmen der zukünftigen Entwicklung demnach nur einen derart kleinen Anlagenteil,³⁸⁶⁴ sodass die generelle Positivwirkung dieses Ansatzes im Bezug auf die Bedarfsgerechtigkeit ohne praktische Bedeutung ist.

ff.) Keine Auswirkungen des Ausschreibungsmodells

Lediglich das Ausschreibungsmodell könnte in diesem Kontext Verbesserungen für die Zukunft herbeiführen.

3858 Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 8]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118]; siehe zudem Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9].

3859 Vgl. Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 14], die insoweit lediglich von einer entsprechenden Anreizsetzung ausgehen; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118], die insofern zugleich von einem entsprechenden „Druck“ (ebenda) sprechen.

3860 Vgl. insoweit Hille, ew 1-2/2011, S. 28 [S. 29]; Wustlich / Müller, ZNER 2011, S. 380 [S. 388]; Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 390].

3861 Insofern wird unterstellt, dass der Flexibilitätzuschlag seiner Höhe nach grundsätzlich ausreichend bemessen ist, um die Investitionen in eine bedarfsgerechte Ausrichtung der jeweiligen Biogasanlage vollständig zu refinanzieren, vgl. gerade BT-Drs. 18/1304, S. 148.

3862 Vgl. aber Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 14], die allgemein bzw. insgesamt von einer zumindest verminderten Rentabilität von Biogasneuanlagen unter dem modifizierten Vergütungsansatz ausgehen.

3863 So Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118]; insoweit gehen gerade Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 14] von einer verminderten Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen aus.

3864 Vgl. Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 14]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

Insofern besteht über die konkrete Ausgestaltung des (Pilot-)Ausschreibungsmodells bislang noch Ungewissheit.³⁸⁶⁵ Das vom BMWi im Rahmen eines Eckpunktepapiers bislang angedachte Ausschreibungsdesign sieht jedoch ausschließlich eine Ausschreibung des anzulegenden Wertes vor, anhand dessen sich Marktprämie bemisst.³⁸⁶⁶ Die Förderung soll dabei (zumindest zunächst) weiterhin „im Rahmen der Direktvermarktung über die gleitende Marktprämie pro eingespeister Kilowattstunde“³⁸⁶⁷ erfolgen.³⁸⁶⁸ Es kommt damit bezogen auf die generelle „Förderstruktur“³⁸⁶⁹ zu keinen besonderen Abweichungen.³⁸⁷⁰ Eine Verbesserung im Kontext der Bedarfsgerechtigkeit wird damit – wie bereits allgemein für diesen Modellansatz angenommen³⁸⁷¹ – nach den bislang angedachten Änderungen auch in Zukunft nicht eintreten.

gg.) Gesamtwirkung der erfolgten Modifikationen für Bestands- und Neuanlagen

Insgesamt kann damit festgestellt werden, dass die novellierte marktprämierte Direktvermarktung weder im Kontext von Neuanlagen noch bei Bestandsanlagen zu einer Verbesserung der Bedarfsgerechtigkeit führt.³⁸⁷² Die vorgenommenen Anpassungen können lediglich als minimale Korrektur Eingriffe verstanden werden, um die signifikanten, absoluten

3865 Vgl. Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 141].

3866 Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1121]; vgl. insoweit auch BMWi, Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, S. 2, abrufbar unter: <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunktepapier-photo-voltaik-freiflaechenanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015); zur geänderten Bemessungsweise der Marktprämie siehe nochmals Abschnitt G.I.2.a.)aa.), S. 631 f.

3867 BMWi, Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, S. 2.

3868 BMWi, Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, S. 2.

3869 BMWi, Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, S. 2.

3870 Vgl. BMWi, Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, S. 2.

3871 Siehe insoweit nochmals Abschnitt F.III.2.c.)bb.), S. 606 ff.

3872 So bereits ausschließlich zu den fluktuierenden Energieträgern Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 391].

Fehlwirkungen im Rahmen dieses Vermarktungsweges zumindest etwas einzudämmen.

d.) Langfristiges Erzielen marktfähiger Preise

Grundsätzliche Änderungen bezogen auf das Anreizen einer Angleichung an die vorherrschenden Marktpreise inklusive entsprechender Preissenkungseffekte ergeben sich ebenso wenig durch die Novellierung im Rahmen des EEG 2014.³⁸⁷³ So wurde insbesondere der instrumentelle Ansatz im Rahmen der Förderberechnung gerade beibehalten.³⁸⁷⁴ Alleine die Einkürzung³⁸⁷⁵ der eingerechneten „Direktvermarktungsmehrkosten“³⁸⁷⁶ kann diesbezüglich wiederum zu minimalen Verbesserungen führen.³⁸⁷⁷

Anders stellt sich die Situation jedoch für Biogasneuanlagen auf Grund des geänderten generellen Förderansatzes dar. Wegen der deutlichen Kürzungen der theoretisch erlangbaren Förderung auf lediglich die Hälfte³⁸⁷⁸ sind die Anlagenbetreiber insgesamt angehalten, sich verstärkt an den Marktpreisen zu orientieren und ihre Angebotspreise entsprechend anzupassen.³⁸⁷⁹

e.) Vermittlung allgemeiner Marktrisiken

Das Vorgenannte gilt grundsätzlich ebenfalls im Rahmen der Vermittlung allgemeiner Marktrisiken durch die novellierte Direktvermarktung.

3873 Vgl. zur Situation i.R.d. Vorgängerregelung nochmals Abschnitt E.IV., S. 492 ff.

3874 Vgl. insoweit nochmals Abschnitt G.I.2.a.)aa.), S. 631 f. sowie Abschnitt G.II. 2.c.)aa.), S. 666.

3875 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389].

3876 BT-Drs. 18/1304, S. 129.

3877 Vgl. insofern nochmals Abschnitt E.IV.2., S. 493 ff.

3878 Siehe Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 8]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

3879 Vgl. zur Bedarfsgerechtigkeit Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 9 und insb. S. 14]; Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118].

Insofern haben die bisherigen Ergebnisse weiterhin Gültigkeit,³⁸⁸⁰ wobei es durch die vorgenommene Kürzung der eingepreisten „Managementprämienätze“³⁸⁸¹ zu einer leichten Erhöhung der bisherigen Wirkung im Kontext der Risikenvermittlung kommt. Eine spürbar erhöhte Wirkung im Bereich der Risikenvermittlung tritt demgegenüber im Kontext von Biogasneuanlagen auf Grund der insgesamt deutlichen Förderlimitierung ein.³⁸⁸²

Insgesamt darf jedoch nicht vernachlässigt werden, dass die Direktvermarktungsunternehmen – nach wie vor³⁸⁸³ – die Hauptrisiken tragen.³⁸⁸⁴ Diesen obliegt gerade die Lieferpflicht im Rahmen des (börslichen) Stromhandels.³⁸⁸⁵ Insofern werden die gesteigerten Risiken (zumindest in gewissen Maßen) nivelliert.³⁸⁸⁶

3880 Insoweit spricht bereits die Gesetzesbegründung zum EEG 2014 ausdrücklich davon, dass die Risiken für die jeweiligen Anlagenbetreiber „auch gegenüber dem System der festen Einspeisevergütung [...] sehr überschaubar [bleiben]“ (BT-Drs. 18/1891, S. 205); vgl. zur (mangelnden) Vermittlung von Marktrisiken im Rahmen der Direktvermarktung des EEG 2012 insgesamt nochmals Abschnitt E.V., S. 498 ff.

3881 Siehe dazu nochmals *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 389] sowie vor allem Abschnitt G.I.2.a.), S. 631 ff.

3882 Vgl. insoweit *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 14] zur insgesamt verschlechterten Wirtschaftlichkeit derartiger Anlagen; vgl. *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118] die ebenfalls allgemein von einem wirtschaftlichen „Druck“ (ebenda) (im Hinblick auf eine bedarfsgerechte Ausrichtung der Anlage) ausgehen; vgl. zur grundsätzlichen Unwirtschaftlichkeit auf Grund der Kürzungen im Rahmen der besonderen Vergütungssätze *Thrän / Krautz / Scheffelowitz u.a.*, Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014, S. 5 f., abrufbar unter: <http://www.bhk-w-infozentrum.de/download/Hintergrundpapier-bioenergie-ee-2014-dbfz.pdf> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2014); gleichwohl gehen *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [S. 13] allgemein davon aus, dass zumindest die generelle Umstellung auf die verpflichtende Direktvermarktung für steuerbare Energieträger an sich – in Relation zu den fluktuierenden Energieträgern gesehen – ein „geringeres Risiko dar[stellen würde]“ (ebenda).

3883 Zur Situation im Rahmen des EEG 2012 siehe nochmals Abschnitt E.V.2.c.), S. 504 ff. sowie Abschnitt E.V.3.b.), S. 508 f.

3884 So *Wolf*, SWW 11/2014, S. 64 [S. 65].

3885 *Wolf*, SWW 11/2014, S. 64 [S. 65].

3886 Vgl. insoweit zur Situation im Vorgängerregime Abschnitt E.V.2.c.), S. 504 ff. sowie Abschnitt E.V.3.b.), S. 508 f.

f.) Marktfremde Hemmnisse und Risiken

Auch im Rahmen des Parameters der Vermeidung marktfremder Hemmnisse und Risiken gelten die bisherigen Ergebnisse weitgehend fort. Besonders bezeichnend ist dabei, dass der Gesetzgeber auch im Rahmen des EEG 2014 weiterhin an der äußerst problematischen Synchronisationspflicht festhält, die nunmehr „indirekt“³⁸⁸⁷ in § 25 Abs. 2 Nr. 3 EEG 2014 vorgesehen ist.³⁸⁸⁸

Bezogen auf die kritische Rechtsfolge der Sanktionsregelung des § 33g Abs. 3 EEG 2012 lässt sich zumindest eine partielle Besserung erblicken.³⁸⁸⁹ Insofern behält der Gesetzgeber in § 25 Abs. 1 EEG 2014 zwar die bisherige Rechtsfolge bei, sieht aber in § 25 Abs. 2 EEG 2014 zugleich eine weitere grundsätzlich abgestufte respektive abgemilderte Sanktionsregelung vor. Unter Letztgenannte fällt dabei ein Teil der bislang in § 33c EEG 2012 geregelten Pflichten, soweit sie nunmehr nicht nach § 35 EEG 2014 als konstitutive Voraussetzung vorgesehen sind. Für diese ist wiederum keine Sanktionsregelung mehr unmittelbar erforderlich.

g.) Grundsätzliche Differenzierung im Rahmen der geförderten Direktvermarktung

Bezogen auf die Differenzierung im Rahmen der Direktvermarktung gelten die bisherigen Ergebnisse fort. Lediglich allgemein positiv zu verzeichnen ist – auch wenn dies nicht für die geförderte Direktvermarktung als solche unmittelbar gilt –, dass der Gesetzgeber im Rahmen der Fördersystemgesamtausgestaltung mit der Einspeisevergütung nach § 37 EEG 2014 zumindest grundsätzlich auf die Anlagengröße Rücksicht nimmt. Demzufolge wird insbesondere die allgemein mangelnde wirtschaftliche Leistungsfähigkeit kleiner(er) Anlagen – und die draus

3887 Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5].

3888 Vgl. Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 5]; siehe zur Situation i.R.d. EEG 2012 nochmals Abschnitt E.VI.3., S. 530 ff.

3889 Vgl. zur Wirkung von § 33g Abs. 3 EEG 2012 nochmals Abschnitt E.VI.2., S. 516 ff.

resultierende mangelnde Fähigkeit zur Teilnahme an der Direktvermarktung und am Stromhandel –³⁸⁹⁰ gesondert berücksichtigt.³⁸⁹¹

h.) Zwischenergebnis

Im Rahmen der besonderen Parameter führt die geförderte Direktvermarktung im Rahmen des EEG 2014 in Gesamtbetrachtung somit zu keinen wesentlichen Verbesserungen gegenüber der Vorgängerfassung im EEG 2012.

3. Nachhaltigkeit

Deutliche Verbesserungen könnten sich jedoch im Hinblick auf die Nachhaltigkeit ergeben.

a.) Situation im Kontext von Bestandsanlagen

Insofern müsste das Fördersystem der Direktvermarktung zunächst eine langfristige Nutzung vorsehen.³⁸⁹² Diesbezüglich ist jedoch zunächst zu konstatieren, dass die Direktvermarktung als Verwertungsform auch im Rahmen des EEG 2014 für Bestandsanlagen weiterhin rein fakultativ ausgestaltet ist und somit lediglich dem Ermessen der Anlagenbetreiber unterliegt;³⁸⁹³ ein entsprechender Zwang zur Direktvermarktung besteht

3890 Vgl. allein zum Wechsel in die Direktvermarktung *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [S. 331]; *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [S. 9]; *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19]; *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [S. 47]; vgl. generell zur Unwirtschaftlichkeit *Salje*, in: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, EEG, § 33a Rn. 7; vgl. *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, S. 206 sowie zu den anfallenden Kosten S. 187.

3891 Vgl. insoweit BT-Drs. 18/1891, S. 205.

3892 Siehe nochmals Abschnitt C.VI.5.b.), S. 199 f.

3893 BT-Drs. 18/1304, S. 91; *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 2]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326]; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117 Fn. 43 und S. 1118]; vgl. zudem *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 654].

für diese (auch in wirtschaftlicher Hinsicht) gerade grundsätzlich³⁸⁹⁴ nicht. Es kommt damit grundsätzlich zu keinen Verbesserungen im Kontext der Nachhaltigkeit. Vielmehr ist auf Grund des weiteren Herabsetzens³⁸⁹⁵ der (nunmehr eingepreisten³⁸⁹⁶) Managementprämienätze mit einer weiteren – wenn auch nur leichten – Verschärfung der (Negativ-)Effekte im Kontext der Nachhaltigkeit für die Zukunft zu rechnen.

b.) Situation im Kontext von Neuanlagen

Allein bei Neuanlagen könnte es damit noch zu Verbesserungen im Bezug auf das Kriterium der Nachhaltigkeit kommen. Hinsichtlich einer langfristigen Nutzung ist dabei zunächst zu berücksichtigen, dass die Direktvermarktung nicht rechtlich verpflichtend ausgestaltet ist.³⁸⁹⁷ Gleichwohl besteht im Bezug auf die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen nach § 38 EEG 2014 eine entsprechende wirtschaftliche ‚Pflicht‘ zur Inanspruchnahme der Direktvermarktung.³⁸⁹⁸ Zugleich ist für die Vergütung nach § 37 EEG 2014 eine sich im Zeitverlauf verschärfende „Bagatellgrenze“³⁸⁹⁹ implementiert worden.³⁹⁰⁰ Diese wird im Zeitverlauf

3894 Vgl. insoweit zur Ausnahmesituation großer Biogasanlagen im EEG 2012 Abschnitt D.I.1.c.), S. 253 f. und Abschnitt F.I.3.d.)bb.) (2), S. 577.

3895 Siehe dazu nochmals Abschnitt G.I.2.a.), S. 631 ff.

3896 BT-Drs. 18/1304, S. 91, vgl. zudem ebenda S. 129; so *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 387 Fn. 4]; *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 326], der insoweit explizit auf Neuanlagen abstellt; *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1117].

3897 So letztlich *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [S. 325 Fn. 3]; siehe nochmals Abschnitt G.I.1.c.), S. 627.

3898 Vgl. BT-Drs. 18/1304, S. 91 und S. 139; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388], wobei insoweit jeweils auf die Einspeisevergütung in Ausnahmefällen abgestellt wird; vgl. – insofern aber zur veränderten Konstellation bei Biogasneuanlagen – *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118]; siehe nochmals Abschnitt G.I.1.c.), S. 627 ff.

3899 So ausdrücklich BT-Drs. 18/1304, S. 91 sowie BT-Drs. 18/1891, S. 204; anstatt vieler *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3900 *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; siehe zudem *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; *Lüdemann / Ortman*, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

(für Neuanlagen mit einer Inbetriebnahme ab dem Jahr 2016) auf eine installierte Leistung von 100 kW abgesenkt.³⁹⁰¹

Insbesondere aus der letztgenannten „Bagatellgrenze“³⁹⁰² scheint daher eine entsprechende langfristige Nutzung der Direktvermarktung zu resultieren. Zu berücksichtigen ist aber, dass der festgesetzte Grenzwert einer installierten Leistung von 100 kW lediglich fünf Prozent aller Anlagen in Deutschland betrifft.³⁹⁰³ In diesem Zusammenhang darf gleichwohl nicht übersehen werden, dass die insoweit betroffenen Anlagen wiederum ungefähr 75 Prozent der deutschlandweit installierten Leistung bereitstellen.³⁹⁰⁴ Von der ‚Verpflichtung‘ zur Direktvermarktung sind damit zumindest alle ‚systemrelevanten‘ Neuanlagen betroffen. Bei diesen wird es somit zu einer entsprechend langfristigen Nutzung kommen.

Somit könnten die – wenn auch in geringer Zahl – attestierbaren Positiveffekte der Direktvermarktung zumindest bei diesem beschränkten Kreis an Neuanlagen nachhaltig anhalten. Dies gilt jedoch nur unter dem Aspekt, dass es überhaupt zu einem weiteren Zubau an Neuanlagen in diesem Leistungsbereich unter Geltung des EEG 2014 kommen wird. Auf Grund der im Zuge der Novellierung vorgenommenen Kürzungen der Fördersätze scheint dies jedoch zumindest im Kontext der Biomasse zweifelhaft.³⁹⁰⁵ Des Weiteren wurde im Zuge der EEG-Novelle die „Verhandlungsposition des Anlagenbetreibers“³⁹⁰⁶ gegenüber dem jeweiligen „Zwischenhändler“³⁹⁰⁷ durch die Umstellung auf die ‚verpflichtende‘ Direktvermarktung entsprechend geschwächt,³⁹⁰⁸ was

3901 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140]; Thomas, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 9]; siehe Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3902 So ausdrücklich BT-Drs. 18/1304, S. 91 sowie BT-Drs. 18/1891, S. 204; anstatt vieler Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 140].

3903 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388], wobei diese insofern auf Daten des Jahres 2012 abgestellt haben.

3904 Lüdemann / Ortmann, EnWZ 2014, S. 387 [S. 388].

3905 Vgl. Wustlich, NVwZ 2014, S. 1113 [S. 1118], die im Sektor der Biomasse von einem unwesentlichen, begrenzten Zubau an Neuanlagen ausgehen; vgl. zudem Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 653].

3906 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 142].

3907 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3908 Müller / Kahl / Sailer, ER 4/14, S. 139 [S. 142]; so unter Rückbezug auf die Oligopolisierung Purkus / Gawel / Deissenroth u.a., et 12/2014, S. 8 [S. 13]; siehe unter dem Vorgenannten Grashof / Weber (IZES), Herausforderungen

ebenfalls einem weiteren Anlagenzubau (aus Investorensicht) entsprechend entgegenstehen könnte.

c.) Zwischenergebnis

Betrachtet auf die derzeitige Nutzungssituation sind für die Gegenwart damit grundsätzlich keine Verbesserungen im Kontext der Nachhaltigkeit zu verzeichnen.

III. Ergebnis

Insgesamt ist es dem Gesetzgeber mit der EEG-2014-Novelle demnach nicht gelungen, die dem System der Direktvermarktung innewohnenden Mängel abzustellen und die bisherige Fehlsteuerung zu korrigieren. Gerade für Bestandsanlagen kommt es zu keinen wirklichen Änderungen. Zugleich sind im Rahmen von Neuanlagen lediglich minimale, gar kosmetische Korrekturen zu verzeichnen, deren Durchbruch in der Praxis jedoch stark von der tatsächlichen Neuinstallation an Erzeugungsanlagen abhängt.³⁹⁰⁹ Eine ‚echte‘ marktintegrative Wirkung kann der Direktvermarktung damit weiterhin nicht attestiert werden. Bei der EEG-2014-Novelle handelt es sich daher – insbesondere aus marktintegrativer Hinsicht – um reine „Symbolpolitik“^{3910, 3911}

durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, Vorwort und S. 31.

3909 Siehe nochmals Abschnitt G.II.3.b.), S. 677 ff.

3910 Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 658].

3911 So – jedoch ausschließlich allgemein und zum Gesamteindruck der Novelle – Gawel / Lehmann, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [S. 658].

H. Zusammenfassung in Thesen

I. Ausgangsproblemstellung und relevante Grundbegriffe

1. Das zur Förderung erneuerbarer Energien bislang implementierte Mindestvergütungssystem hat sich im Rahmen des reinen Ausbaus der erneuerbaren Energien in der Vergangenheit zwar bewährt, weist aber gleichwohl äußerst bedenkliche Nebenwirkungen auf: Es versetzt die erneuerbaren Energien in eine marktferne ‚Sonderrolle‘, da es allein die reine Produktion von Strom – entkoppelt von den tatsächlichen Bedürfnissen und Signalen des Strommarktes („produce and forget“³⁹¹²) – belohnt und die Akteure zugleich von jeglichem Marktkontakt und entsprechenden markttypischen Risiken befreit.³⁹¹³
2. Die durch das Mindestvergütungssystem generierte – und von den Letztverbrauchern zu begleichende – EEG-Umlage droht im Zuge des weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen auf bis zu 17,22 Cent pro Kilowattstunde zu steigen, was insgesamt negative volkswirtschaftliche Konsequenzen mit sich brächte.³⁹¹⁴
3. Insgesamt gesehen ist die Marktintegration der erneuerbaren Energien unter Abschaffung der Mindestvergütung notwendig.³⁹¹⁵ Unter dem Terminus der Marktintegration ist dabei allgemein die Herstellung eines einheitlichen Marktes zu verstehen.³⁹¹⁶ Die Marktintegration erneuerbarer Energien bedeutet sonach (konkret), dass die Sonderrolle der erneuerbaren Energien am Strommarkt beseitigt werden muss („Ausstieg aus dem bisherigen Marktordnungssystem“) – die erneuerbaren Energien müssen dauerhaft in eine Position versetzt werden, in der sie wie ein etablierter Handelsteilnehmer am Markt teilnehmen und gleichzeitig mit den bestehenden Akteuren entsprechend konkurrieren

3912 *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [S. 381]; ebenso *Wustlich*, in: *Altrock / Oschmann / Theobald*, EEG 2012, § 33g Rn. 2 und Rn. 8.

3913 Siehe Abschnitt A.I.2. und A.I.4., S. 49 f. und 54 ff. sowie Abschnitt B.VII.2. 151 ff.

3914 Siehe Abschnitt A.I.3., S. 51 ff. sowie Abschnitt A.I.5., S. 56 f.

3915 Siehe Abschnitt A.I.6., S. 58.

3916 Siehe Abschnitt B.VII.1., S. 149 f.

können.³⁹¹⁷ Von der Marktintegration (als ‚marktwirtschaftliche Seite‘) zu unterscheiden ist dabei die ‚technische Seite‘ der Netz- und Systemintegration.³⁹¹⁸

II. Untersuchungsparameter

4. Ob und inwieweit das novellierte System der Direktvermarktung (Teil 3a EEG 2012) die Marktintegration der erneuerbaren Energien erfolgreich herbeiführen oder zu dieser zumindest einen gewissen Beitrag leisten kann, ist Ausgangsfragestellung dieser Dissertation.³⁹¹⁹ Um die vorgenannte Fragestellung zu beantworten, bedarf es einheitlicher Untersuchungskriterien, die sich jedoch weder aus der Neuen Institutionenökonomik noch aus der Allgemeinen Theorie der Wirtschaftspolitik unmittelbar ergeben.³⁹²⁰ Auch aus der Literatur ergeben sich keine vollständigen Kriterien, anhand derer sich die marktintegrative Wirkung der Direktvermarktung ganzheitlich messen lässt.³⁹²¹ Zwar stellt auch die ökonomische Analyse des Rechts keine unmittelbar anwendbaren Parameter bereit, gleichwohl bietet sie mit dem ökonomischen Prinzip (in Ausprägung des Minimalprinzips) eine geeignete Basis zur Entwicklung und Festsetzung eigener Parameter.³⁹²²

Die entwickelten Kriterien zur Evaluation der marktintegrativen Wirkung eines Fördersystems sind dabei derart universell ausgestaltet, dass sie auch auf andere Fördersysteme Anwendung finden können und damit insbesondere einen Vergleich verschiedener Fördersysteme ermöglichen.³⁹²³ Insgesamt sei insofern angeregt, zukünftig auch andere, alternative Fördersysteme vergleichend anhand der erarbeiteten Parameter zu messen, um seitens des Gesetzgebers das effizienteste Fördersystem auswählen zu können und zur größtmöglichen gesamtgesellschaftlichen Wohlfahrt beizutragen.

3917 Siehe Abschnitt B.VII.2., S. 151 ff.

3918 Siehe Abschnitt B.VII.3., S. 157 ff.

3919 Siehe Abschnitt A.I.6., S. 58 f.

3920 Siehe Abschnitt C.II.2.f.), S. 175 sowie Abschnitt C.VI.1., S. 185 f.

3921 Siehe Abschnitt C.III, S. 176 f.

3922 Siehe Abschnitt C., S. 163 ff.

3923 Siehe Abschnitt C.V.1., S. 183, zu den Parametern siehe insgesamt Abschnitt C.V., S. 182 ff.

III. Mangelhafte Rahmenbedingungen durch das System der Direktvermarktung

5. Das System der Direktvermarktung weist trotz seiner grundsätzlich freiwilligen Ausgestaltung – insbesondere im Vergleich zur Vorgängerregelung § 17 EEG 2009 – einen allgemeinen Nutzungs- und Anreizerfolg auf.³⁹²⁴ Dieser beschränkt sich jedoch lediglich auf die Direktvermarktungsform des § 33b Nr. 1 EEG 2012 („marktpremiierte Direktvermarktung“) und beinahe ausschließlich auf den Energieträger der Windenergie, was bereits eine undifferenzierte Förderung abbildet.³⁹²⁵ Die übrigen Direktvermarktungsformen sind daher sowohl für die Praxis als auch für die Herbeiführung der Marktintegration der erneuerbaren Energien ohne jegliche Bedeutung und Effekt – und daher insgesamt vernachlässigbar (keine „Systemrelevanz“).³⁹²⁶ Dies wird auch weiter durch den fehlerhaften Mechanismus des Grünstromprivilegs unterstrichen.³⁹²⁷
6. Das Fördersystem prämiierter Direktvermarktung weist insgesamt nur eine limitierte (Selbst-)Lernfähigkeit auf.³⁹²⁸ Im Rahmen der marktpremiierten Direktvermarktung besteht lediglich über die Managementprämie („ P_M “) eine unmittelbare Anpassungsmöglichkeit.³⁹²⁹ Diese unterliegt auf Grund des Telos der Managementprämie allerdings gewissen Grenzen, sodass eine Negativfestsetzung nur in eng begrenzten Ausnahmefällen zulässig sein kann.³⁹³⁰ Weitere Grenzen ergeben sich aus dem Verfassungsrecht, wobei eine zukünftige Anpassung der (Marktpremie über die) Managementprämie grundsätzlich zulässig ist.³⁹³¹ Demgegenüber weist die Flexibilitätsprämie (auch unter Berücksichtigung der verfassungsrechtlichen Grenzen) zwar grundsätzlich weitergehende Anpassungsmöglichkeiten auf, die aber jeweils am Kriterium der Unmittelbarkeit scheitern.³⁹³² Gleichzeitig garantieren

3924 Siehe Abschnitt D.I., S. 249 ff.

3925 Siehe Abschnitt D.I., S. 249 ff., insb. Abschnitt D.I.2. und D.I.3., S. 260 ff.

3926 Siehe Abschnitt D.I.2.c.), S. 270 f.

3927 Siehe Abschnitt D.I.2.c.), S. 272 f.

3928 Siehe Abschnitt D.III., S. 318 ff.

3929 Siehe Abschnitt D.III.1., S. 318 ff.

3930 Siehe Abschnitt D.III.1.a.)bb.)2), S. 322 ff.

3931 Siehe Abschnitt D.III.1.a.)bb.)2)(d), S. 328 ff.

3932 Siehe Abschnitt D.III.2., S. 355 ff.

die gesetzlich implementierten Evaluationsinstrumente und -pflichten – insbesondere der EEG-Erfahrungsbericht (§ 65 EEG 2012) und der Monitoringbericht (§ 65a EEG 2012) – keine stete Überwachung der Förderfortschritte, obwohl die Direktvermarktung insgesamt ein weitreichendes Evaluationspotenzial aufweist.³⁹³³

7. Die in Teil 3a EEG 2012 installierte prämierte Direktvermarktung stellt grundsätzlich ein überkomplexes Fördersystem dar.³⁹³⁴ Da das Fördersystem jedoch gleichzeitig auf Grund der vorgesehenen Voraussetzungen und entsprechenden Sanktionsregelungen eine effektive Miss- wie auch Fehlgebrauchsvermeidung aufweist, wird der Verstoß gegen die Vermeidung überkomplexer Systeme ausnahmsweise gerechtfertigt.³⁹³⁵

IV. Lediglich beschränkte marktintegrative Wirkung i.e.S.

8. Die marktpremiierte Direktvermarktung stellt die generelle Teilnahme am Strommarkt – abseits der Möglichkeit anteiliger Direktvermarktung – auf Grund ihrer gesetzlichen Ausgestaltung vollumfänglich sicher.³⁹³⁶ Dabei erfolgt – mit Ausnahme des Anbietens negativer Regelleistung – eine allgemeine Förderung unabhängig von Handelsplatz und Handelsprodukt.³⁹³⁷ Die Grundbedingungen jeglicher Marktintegration der erneuerbaren Energien sind damit gewährleistet.³⁹³⁸
9. Die marktpremiierte Direktvermarktung sieht zwar keinen unmittelbaren Mechanismus zur Förderung von Kooperationen vor, hat jedoch mittelbar zur Entstehung entsprechender Kooperationen und Vernetzungen in Form des Teilmarktes für Zwischenhandel³⁹³⁹ geführt.³⁹⁴⁰

3933 Siehe Abschnitt D.III.3., S. 361 ff.

3934 Siehe Abschnitt D.IV., S. 370 ff.

3935 Siehe Abschnitt D.V., S. 382 ff.

3936 Siehe Abschnitt E.I., S. 401 ff.

3937 Siehe Abschnitt E.I.2., S. 410 ff.

3938 Siehe Abschnitt C.VII.2., S. 212 ff. und Abschnitt E.I., S. 401 ff.

3939 Schomerus / Henkel, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3940 Siehe Abschnitt E.II.1., S. 421 ff.

Das Modell des Zwischenhandels³⁹⁴¹ ist dabei im Rahmen des Regimes der prämierten Direktvermarktung grundsätzlich vollumfänglich zulässig, da sowohl eine Abtretung des jeweiligen Anspruchs auf Markt- wie auch Flexibilitätsprämie zulässig ist als auch kein Stellvertretungsverbot im Rahmen der gesamten Abwicklung der Direktvermarktung besteht.³⁹⁴²

10. Elementare Aufgabe im Rahmen der Marktintegration erneuerbarer Energien ist die Herbeiführung einer Nachfrage- und Marktpreisorientierung der EE-Anlagenbetreiber verbunden mit einer Marktpreisangleichung.³⁹⁴³ Im Rahmen der fluktuierenden Energieträger führt die marktprämierte Direktvermarktung – insbesondere auch unter Berücksichtigung des Zwischenhandels³⁹⁴⁴ – grundsätzlich zu keiner bedarfsgerechten Erzeugung.³⁹⁴⁵ Es sind lediglich minimale Verbesserungen im Bereich der Einspeiseprognose und Ausgleichsenergiebeschaffung attestierbar.³⁹⁴⁶ Bei den steuerbaren Energieträgern wohnt der marktprämierten Direktvermarktung zwar grundsätzlich eine Steuerwirkung inne,³⁹⁴⁷ diese scheitert in der energiewirtschaftlichen Realität jedoch an der mangelnden bedarfsgerechten Ausrichtung der Erzeugungsanlagen.³⁹⁴⁸ Durch ein Zusammenwirken mit dem ergänzenden Instrument der Flexibilitätsprämie ist bei steuerbaren Biogasanlagen zwar theoretisch die geforderte Steuerwirkung zur Bedarfsgerechtigkeit erwartbar.³⁹⁴⁹ Da dieses jedoch kaum genutzt wird, werden Positiveffekte in der Praxis derzeit nicht eintreten (können).³⁹⁵⁰
11. Die durch das Direktvermarktungssystem eingeführte Möglichkeit des Anbietens von Regelenenergie sowie deren partielle Förderung stellen für die Anlagenbetreiber lediglich eine zusätzliche Einnahmequelle

3941 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3942 Siehe Abschnitt E.II.2., S. 432 ff.

3943 Siehe Abschnitt C.VII.4., S. 220 ff.

3944 *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [S. 19].

3945 Siehe Abschnitt E.III.1., S. 444 ff.

3946 Siehe Abschnitt E.III.1., S. 444 ff.

3947 Siehe Abschnitt E.III.1.f.)ee.), S. 465 ff.

3948 Siehe Abschnitt E.III.1.f.)ee.) (3) und (4), S. 468 ff.

3949 Siehe Abschnitt E.III.2., S. 471 ff.

3950 Siehe Abschnitt E.III.2.e.) und f.), S. 478 f.

- dar und können die Bedarfs- und Marktgerechtigkeit der Erzeugung als Zusatzgeschäft höchstens in eng begrenztem Umfang verbessern.³⁹⁵¹
12. Insbesondere auf Grund der inhaltlichen Koppelung der Marktprämie an die Mindestvergütung ist die novellierte Direktvermarktung nicht zu preissenkenden Effekten in der Lage, sie führt vielmehr zu künstlichen Preistiefstellungen.³⁹⁵²
13. Der prämierten Direktvermarktung gelingt sowohl nach theoretischen Erwägungen wie auch praktischen Untersuchungen bei den fluktuierenden Erzeugungsarten keineswegs die Vermittlung von Marktrisiken.³⁹⁵³ Sie kann jedoch bei den steuerbaren Energieträgern eine gewisse risikenvermittelnde Wirkung für sich verzeichnen.³⁹⁵⁴

V. Marktfremde Wirkungen der prämierten Direktvermarktung und mangelnde Differenzierung

14. Der mangelnden Risikenvermittlung durch die prämierte Direktvermarktung stehen zugleich marktfremde Risiken gegenüber, welche insbesondere durch die Sanktionsregelungen des Teil 3a EEG 2012 (insbesondere § 33g Abs. 3 EEG 2012) generiert werden.³⁹⁵⁵ Diese verstößt insoweit zugleich gegen das Verhältnismäßigkeitsprinzip.³⁹⁵⁶ Darüber hinaus generiert auch der vorgesehene Sanktionszwang des § 33c Abs. 1 EEG 2012 entsprechende marktfremde Hindernisse, die weder im Wege der Auslegung noch im Rahmen eines Analogieschlusses beseitigt werden können.³⁹⁵⁷
15. Im Rahmen der prämierten Direktvermarktung wird auf Grund der inhaltlichen Koppelung an die Mindestvergütungsförderung grundsätzlich nicht auf die Marktintegrations- wie auch Marktfähigkeit prägenden Ausgangsbedingungen der ‚Integranden‘ Rücksicht genommen.³⁹⁵⁸ Diese mangelnde Differenzierung ist im Rahmen der marktprämierten Direktvermarktung insbesondere Ursache für die

3951 Siehe Abschnitt E.III.3., S. 479 ff.

3952 Siehe Abschnitt E.IV., S. 492 ff.

3953 Siehe Abschnitt E.V.2., S. 499 ff.

3954 Siehe Abschnitt E.V.3., S. 507 f.

3955 Siehe Abschnitt E.VI., S. 512 ff.

3956 Siehe Abschnitt E.VI.2.d.), S. 522 ff.

3957 Siehe Abschnitt E.VI.3., S. 530 ff.

3958 Siehe Abschnitt E.VII., S. 546 ff.

monokulturelle Nutzung und die mangelnde Erfüllung der marktintegrativen Anforderungen im Rahmen der fluktuierenden Energieträger (insbesondere mangelnde Steuerwirkung bezüglich der Bedarfsgechtigkeit).³⁹⁵⁹

VI. Mangelnde Nachhaltigkeit und Effizienz

16. Die marktprämierte Direktvermarktung kann insgesamt keine nachhaltigen marktintegrativen Effekte herbeiführen, da mit dem Absinken der Managementprämie ein Rückzug aus dem Marktprämienmodell auf Grund seiner grundsätzlich freiwilligen Konzeption stattfinden wird.³⁹⁶⁰ Da das System der prämierten Direktvermarktung zudem aus theoretischer Sicht wie auch nach Schätzungen und Berechnungen zu eklatanten Mehrkostenentstehungen führt,³⁹⁶¹ ist es insgesamt als ineffizient zu bewerten und stellt einen Verstoß gegen das ökonomische Prinzip dar.³⁹⁶²
17. Das Vorhaben der (vollständigen) Marktintegration erneuerbarer Energien ist zum derzeitigen Stand auf Grund der bestehenden Primärenergieträgerangebotsabhängigkeit der Wind- und solaren Strahlungsenergie grundsätzlich nicht realisierbar.³⁹⁶³ Zur Lösung der bestehenden Probleme bedarf es vielmehr virtueller Kraftwerke und / oder ausreichend großer Stromspeicher, die sodann entsprechend gefördert werden müssen.³⁹⁶⁴ Gleichzeitig muss auf die Integrationsfähigkeit Rücksicht genommen werden, wobei temporäre Sonderlösungen für marktintegrationsunfähige Akteure erforderlich sind.³⁹⁶⁵
18. Auch die im Rahmen der EEG-Novelle 2014 vorgenommene Neugestaltung der Direktvermarktung und die damit einhergehenden inhaltlichen Änderungen können die Probleme der Direktvermarktung

3959 Siehe Abschnitt E.III.1.f.)bb.), S. 455 ff., Abschnitt E.VII., S. 546 ff., insb. Abschnitt E.VII.4., S. 566 ff.

3960 Siehe Abschnitt F.I.3., S. 573 ff. [insb. S. 576 ff.].

3961 Siehe Abschnitt D.II., S. 287 ff.

3962 Siehe Abschnitt F.II., S. 588 f.

3963 Siehe Abschnitt F.III., insb. F.III.1, S. 589 ff.

3964 Siehe Abschnitt F.III.2., S. 592 ff.

3965 Siehe Abschnitt F.III.3., S. 610 ff.

und die Ausgangssituation mangelnder Marktintegrationsfähigkeit nicht (ad hoc) abstellen.³⁹⁶⁶

3966 Siehe Abschnitt G.II., S. 640 ff.

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG, Stand: 21.11.2011, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2011_Stand_20111121.pdf (zuletzt abgerufen am: 19.3.2013)

[zitiert als: *50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a.*, Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG]

Hinweis: Im Wege der zwischenzeitigen Umstellung der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von eeg-kwk.net auf Netz-Transparenz.de ist das vorgenannte Dokument abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/Direktvermarktung2011_Stand_20111121.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.2.2014)

50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Umlage 2011, abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage%202011.htm> (zuletzt abgerufen am: 16.9.2013)

[zitiert als: *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG-Umlage 2011]

Hinweis: Im Wege der zwischenzeitigen Umstellung der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von eeg-kwk.net auf Netz-Transparenz.de ist die vorgenannte Seite nun abrufbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage-2011.htm> (zuletzt abgerufen am: 20.2.2014)

50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Mengentestat 2011 auf Basis von WP-Bescheinigungen per 20.7.2012: Stromeinspeisemengen, Direktvermarktung, Vergütungen und Letztverbräuche, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/2011_EEG-Jahresabrechnung.pdf (zuletzt abgerufen am: 16.9.2013)

[zitiert als: *50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a.*, EEG-Mengentestat 2011 auf Basis von WP-Bescheinigungen per 20.7.2012: Stromeinspeisemengen, Direktvermarktung, Vergütungen und Letztverbräuche]

Hinweis: Im Wege der zwischenzeitigen Umstellung der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von eeg-kwk.net auf Netz-Transparenz.de ist das vorgenannte Dokument nun abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/2011_EEG-Jahresabrechnung.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.2.2014)

- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV, Stand 31. Dezember 2012, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/UENB_EEG-Kontostand_2012-12-31.pdf (zuletzt abgerufen am: 30.1.2013)
[zitiert als: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV]
Hinweis: Im Wege der zwischenzeitigen Umstellung der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von eeg-kwk.net auf Netz-Transparenz.de ist das vorgenannte Dokument nun abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/UENB_EEG-Kontostand_2012-12-31.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.2.2014)
- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Veröffentlichungen zur Marktprämie nach § 33g in Verbindung mit Anlage 4 EEG, abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/Marktprämie.htm> (zuletzt abgerufen am: 10.10.2013)
Hinweis: Im Wege der zwischenzeitigen Umstellung der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von eeg-kwk.net auf Netz-Transparenz.de ist die vorgenannte Seite nun abrufbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Marktprämie.htm> (zuletzt abgerufen am: 20.2.2014)
- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG, Stand: 21.11.2012, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_Dezember_2012_Internet.pdf (zuletzt abgerufen am: 19.3.2013)
[zitiert als: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012] (Stand: 21.11.2012)]
Hinweis: Im Wege der zwischenzeitigen Umstellung der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von eeg-kwk.net auf Netz-Transparenz.de ist das vorgenannte Dokument nun abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/Direktvermarktung_Dezember_2012_Internet.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.2.2014)
- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Aktuelle Informationen zu den EEG-Strommengen, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG, Stand: 21.11.2013, abrufbar unter: http://www.eeg-kwk.net/de/file/20131121_PGH_oBA_EEG-Prognose_Dezember2013_Anlage_5.pdf (zuletzt abgerufen am: 26.11.2013)
[zitiert als: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013] (Stand: 21.11.2013)]
- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Präqualifikation für die Vorhaltung und Erbringung von Regelleistung, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/prequal> (zuletzt abgerufen am: 6.6.2013)

- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Gemeinsame Ausschreibung Minutenreserveleistung, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungMrl> (zuletzt abgerufen am: 07.06.13)
- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), regelleistung.net, Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung, Gemeinsame Ausschreibung Sekundärregelleistung, abrufbar unter: <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/ausschreibungSrl> (zuletzt abgerufen am: 07.06.13)
- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014, abrufbar unter: http://www.netztransparenz.de/de/file/Direktvermarktung_nach_Paragraph_33b_EEG_im_Jahr_2014.pdf (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015) [zitiert als: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014]
- 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a. (Hrsg.), EEG / KWK-G, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Umlage 2014, abrufbar unter: <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm> (zuletzt abgerufen am: 23.12.2013)
Hinweis: Im Wege der zwischenzeitigen Umstellung der Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber von eeg-kwk.net auf Netz-Transparenz.de ist die vorgenannte Seite nun abrufbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm> (zuletzt abgerufen am: 20.2.2014)
- Aberle, Gerd, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, 2. Auflage, Stuttgart / Berlin / Köln, 1992 [zitiert als: Aberle, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, ...]
- Achner, Sigi / Michels, Armin / Nailis, Dominic u.a. (BET), Kapazitätsmarkt, Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung, Studie im Auftrag des Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V. (bne), Aachen, 2011, abrufbar unter: http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Studie_BNE_Kapazitaetsmarkt_1109.pdf (zuletzt abgerufen am: 24.7.2013)
[zitiert als: Achner / Michels / Nailis u.a. (BET), Kapazitätsmarkt, ...]
- Agora Energiewende, Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess, Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 – 2017, Impulse, abrufbar unter: http://docs.dpaq.de/5277-agora_impulse_eeg_2_0.pdf (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014), Berlin, 2013
[zitiert als: Agora Energiewende, Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess, ...]
- Altrock, Martin / Oschmann, Volker / Theobald, Christian (Hrsg.), EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 2. Auflage, München, 2008
[zitiert als: Bearbeiter, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG (2. Aufl.), ...]
- Altrock, Martin / Oschmann, Volker / Theobald, Christian (Hrsg.), EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, 3. Auflage, München, 2011
[zitiert als: Bearbeiter, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG, ...]

- Altrock, Martin / Oschmann, Volker / Theobald, Christian (Hrsg.)*, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Auflage, München, 2013
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, ...]
- Andor, Mark / Flinkerbusch, Kai / Janssen, Matthias u.a.*, Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt, emw 2/2011, S. 22 – 25
[zitiert als: *Andor / Flinkerbusch / Janssen u.a.*, emw 2/2011, S. 22 [...]]
- Andor, Mark / Flinkerbusch, Kai / Janssen, Matthias u.a.*, Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien, ZfE 2010, S. 91 – 99
- Arndt, Ulli / Roon, Serafin von / Wagner, Ulrich*, Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität?, BWK 6/2006, S. 52 – 57
[zitiert als: *Arndt / von Roon / Wagner*, BWK 6/2006, S. 52 [...]]
- Assmann, Heinz-Dieter / Kirchner, Christian / Schanze, Erich*, Ökonomische Analyse des Rechts, mit Beiträgen von Calabresi, Coase, Posner und anderen, Tübingen, 1993
[zitiert als: *Bearbeiter*, Titel, in: Assmann / Kirchner / Schanze, Ökonomische Analyse des Rechts, ...]
- Bain, Joe Staten*, Barriers to New Competition, Their Character and Consequences in Manufacturing Industries, Cambridge, 1956
[zitiert als: *Bain*, Barriers to New Competition, ...]
- Balling, Lothar / Schmid, Erich / Tomschi, Ulrich*, Regelfähigkeit von Kraftwerken, Wechselnde Netzlasten erfordern Flexibilität, abrufbar unter: <http://www.energy20.net/pi/index.php?StoryID=317&articleID=176721> (zuletzt abgerufen am: 21.10.2013)
[zitiert als: *Balling / Schmid / Tomschi*, Regelfähigkeit von Kraftwerken]
- Barth, Michael*, Strombörse und Energierecht, Bedeutung und rechtliche Rahmenbedingungen des börslichen Handels von Elektrizität, RdE 2000, S. 139 – 145
[zitiert als: *Barth*, RdE 2000, S. 139 [...]]
- Bartsch, Michael / Röhling, Andreas / Salje, Peter / Scholz, Ulrich (Hrsg.)*, Stromwirtschaft, Ein Praxishandbuch, 2. Auflage, Köln / München, 2008
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Bartsch / Röhling / Salje / Scholz, Stromwirtschaft, ...]
- Becker, Daniela*, Kosmetische Dosis, SWW 14/2011, S. 122 – 126
[zitiert als: *Becker*, SWW 14/2011, S. 122 [...]]
- Behrens, Christian-Uwe / Kirspel, Matthias*, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, Einführung, 4. Auflage, München, 2010
[zitiert als: *Behrens / Kirspel*, Grundlagen der Volkswirtschaftslehre, ...]
- Bensmann, Martin*, Erfahrungen aus der Praxis, Direktvermarktung, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 – 51
[zitiert als: *Bensmann*, BIOGAS Journal 5/2012, S. 45 [...]]
- Bibliographisches Institut (Hrsg.)*, Duden Online (Duden.de), Wörterbuch [,System, das'], abrufbar unter: <http://www.duden.de/rechtschreibung/System> (zuletzt abgerufen am: 13.9.2013)
- Bibliographisches Institut (Hrsg.)*, Duden Online (Duden.de), Wörterbuch [,Windhöf-figkeit, die'], abrufbar unter: <http://www.duden.de/rechtschreibung/Windhoeffigkeit> (zuletzt abgerufen am: 13.1.2014)

- Bode, Sven*, Erneuerbare Energien im Strommarkt – heute und morgen, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 – 647 (in: Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 – 660)
[zitiert als: *Bode*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 [...]]
- Bode, Sven / Groscurth, Helmuth*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und die Industriestrompreise, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 – 740
[zitiert als: *Bode / Groscurth*, Wirtschaftsdienst 2006, S. 735 [...]]
- Bonnet, Dieter / Feustel-Büechl, Jörg E. / Fritzsche, Albert u.a.*, Nutzung regenerativer Energie, Köln, 1988
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Bonnet / Feustel-Büechl / Fritzsche u.a., Nutzung regenerativer Energie, ...]
- Bork, Reinhard*, Allgemeiner Teil des Bürgerlichen Gesetzbuchs, 3. Auflage, Tübingen, 2011
[zitiert als: *Bork*, Allgemeiner Teil des BGB, ...]
- Brandstätt, Christine / Brunekreeft, Gert / Jahnke, Katy*, How to deal with negative power price spikes? – Flexible voluntary curtailment agreements for large-scale integration of wind, energy policy 2011, S. 3732 – 3740
[zitiert als: *Brandstätt / Brunekreeft / Jahnke*, energy policy 2011, S. 3732 [...]]
- Breuer, Daniel*, Zur Bereitstellung von Regelleistung im Rahmen der Direktvermarktung nach dem EEG 2012, REE 2012, S. 17 – 22
[zitiert als: *Breuer*, REE 2012, S. 17 [...]]
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)*, Energie, abrufbar unter: <http://www.bafa.de/bafa/de/energie/index.html> (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012)
- Bundeskartellamt (BKartA)*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), Bericht gemäß § 32e Abs. 3 GWB, Bonn, 2011, abrufbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom_2_.pdf (zuletzt abgerufen am: 18. November 2011)
[zitiert als: *BKartA*, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel (B10-9/09), ...]
Hinweis: Im Rahmen der Überarbeitung der Website des Bundeskartellamts ist das Dokument in seiner ursprünglichen Fassung nicht mehr abrufbar; eine inhaltlich übereinstimmende Fassung mit lediglich verändertem Deckblatt ist abrufbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=3 (zuletzt abgerufen am: 6.2.2014)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*, Der Weg zur Energie der Zukunft – sicher, bezahlbar und umweltfreundlich, Eckpunktepapier der Bundesregierung zur Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmu.de/uebrige-seiten/der-weg-zur-energie-der-zukunft-sicher-bezahlbar-und-umweltfreundlich/> (zuletzt abgerufen am: 12.2.2013)

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*, Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011, Stand: Oktober 2011, abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013)
[zitiert als: *BMU*, Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011, ...]
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*, Die Themen, Klima – Energie, Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*, Energiewende sichern – Kosten begrenzen, Vorschlag zur Einführung einer Strompreissicherung im EEG, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs/_eeg_strompreissicherung_20130128_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*, Entwurf Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), gemäß § 65 EEG vorzulegen dem Deutschen Bundestag durch die Bundesregierung, Stand 3.5.2011, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_entwurf.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.11.2013)
[zitiert als: *BMU*, Entwurf EEG-Erfahrungsbericht 2011, ...]
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*, Klima – Energie, abrufbar unter: http://www.bmu.de/klima_energie/doc/41060.php (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*, Kurzinfo Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmu.de/themen/klima-energie/energiewende/kurzinfo/> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013)
[zitiert als: *BMU*, Kurzinfo Energiewende]
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) / Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)*, Energiewende sichern – Kosten begrenzen, Gemeinsamer Vorschlag zur Dämpfung der Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien, Berlin, 2013, abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Erneuerbare_Energien/20130213_Eckpunktepapier_Strompreissicherung_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.3.2013)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB)* (Hrsg.), Home, abrufbar unter <http://www.bmub.bund.de/> (zuletzt abgerufen am: 6.2.2014)
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)* (Hrsg.), Erneuerbare Energien (www.erneuerbare-energien.de) (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012)

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), EEG-Erfahrungsbericht 2007, Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht), gemäß § 20 EEG, vorzulegen dem Deutschen Bundestag, durch Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit im Einvernehmen mit Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Beschlossen vom Bundeskabinett am 07. November 2007, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.11.2013) [zitiert als: *BMU*, EEG-Erfahrungsbericht 2007, ...]*
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, Grafiken und Tabellen, Stand: Februar 2013, unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Berlin, 2013, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/ee-entwicklung_in_deutschland_2012.pdf (zuletzt abgerufen am: 23.3.2013) [zitiert als: *BMU*, Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012, ...]*
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und Internationale Entwicklung, Stand: Juli 2013, 1. Auflage, Berlin, 2013, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 11.2.2014) [zitiert als: *BMU*, Erneuerbare Energien in Zahlen, Nationale und Internationale Entwicklung, ...]*
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.), Röttgen: 20 Prozent Erneuerbare Energien sind ein großer Erfolg, Investition zahlt sich aus – Breite Akzeptanz in der Bevölkerung, Berlin, 2011, abrufbar unter: <http://www.erneuerbare-energien.de/unser-service/presse/detailansicht/artikel/roettgen-20-prozent-erneuerbare-energien-sind-ein-grosser-erfolg/> (zuletzt abgerufen am: 24.2.2014) [zitiert als: *BMU*, Röttgen: 20 Prozent Erneuerbare Energien sind ein großer Erfolg]*
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Die Geschichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Seit 2013: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, abrufbar unter: <http://bmwi.de/DE/Ministerium/geschichte,did=161618.html> (zuletzt abgerufen am: 6.2.2014)*
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, abrufbar unter: <http://bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunktepapier-photovoltaik-freiflaechen-anlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015) [zitiert als: *BMWi*, Eckpunktepapier für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, [...]]*

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*, Themen – Energie – Energiewende, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/energiewende.html> (zuletzt abgerufen am: 18.2.2014)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)*, Energie, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/energie.html> (zuletzt abgerufen am: 31.12.2012)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (Hrsg.)*, Energiewende auf Erfolgskurs, Stand: April 2013, Berlin, 2013, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/energiewende-auf-erfolgskurs,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013)
[zitiert als: *BMWi*, Energiewende auf Erfolgskurs, ...]
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) (Hrsg.)*, Energiewende in Deutschland, Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050, Sonderheft Schlaglichter der Wirtschaftspolitik, Stand: Nachdruck September 2012, Berlin, 2012, abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/energiewende-in-deutschland,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (zuletzt abgerufen am: 04.06.13)
[zitiert als: *BMWi*, Die Energiewende in Deutschland, ...]
- Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) / Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Hrsg.)*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Stand: September 2010, Berlin, 2010, abrufbar unter: http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013)
[zitiert als: *BMWi / BMU*, Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, ...]
- Bundesnetzagentur (BNetzA)*, Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), abrufbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1932/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/ErneuerbareEnergienGesetz_node.html (zuletzt abgerufen am: 31.10.2012)
- Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE)*, Maßnahmenpaket zur System- und Marktintegration Erneuerbarer Energien, Stetigkeitsanreiz einführen und Direktvermarktung beschleunigen, Stand: März 2011, abrufbar unter: http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/sonstiges/2011/110321_BEE_Position_Direktvermarktung_Systemintegration.pdf (zuletzt abgerufen am: 19.2.2014), Berlin, 2011
[zitiert als: *BEE*, Maßnahmenpaket zur System- und Marktintegration Erneuerbarer Energien, ...]
- Bundesverband WindEnergie (BWE) (Hrsg.)*, Positionspapier des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE e.V.) zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, 2. Auflage, Berlin, 2010, abrufbar unter: http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/bwe-positionspapier-zur-eeg-novelle-2012/bwe_position_eeg_novelle_20110107.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.2.2012)
- Bürgel, Andreas (Hrsg.)*, oekostrom-anbieter.info, Graustrom, abrufbar unter: <http://www.oekostrom-anbieter.info/oekostrom/graustrom.html> (zuletzt abgerufen am: 10.3.2014)

- Burow, Patrick*, Einführung in die ökonomische Analyse des Rechts, JuS 1993, S. 8 – 12 [zitiert als: *Burow*, JuS 1993, S. 8 [...]]
- Danner, Wolfgang / Theobald, Christian (Hrsg.)*, Energierecht, Energiewirtschaftsgesetz mit Verordnungen, EU-Richtlinien, Gesetzesmaterialien, Gesetze und Verordnungen zu Energieeinsparung und Umweltschutz sowie andere energiewirtschaftlich relevante Rechtsregelungen, Band 2: I a. Europäisches Energierecht, I b. Rechtsfragen des Handels mit Energie, Finanzinstrumenten und Zertifikaten, II. Wettbewerbsrecht, III. Energiepreisrecht, IV. Allgemeine Anschluss- und Versorgungsbedingungen, V. Atomrecht, Kommentar, 69. Ergänzungslieferung, München, 2011
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), Band 2, ...]
- Danner, Wolfgang / Theobald, Christian (Hrsg.)*, Energierecht, Energiewirtschaftsgesetz mit Verordnungen, EU-Richtlinien, Gesetzesmaterialien, Gesetze und Verordnungen zu Energieeinsparung und Umweltschutz sowie andere energiewirtschaftlich relevante Rechtsregelungen, Band 3: VI. Erneuerbare Energien, VII. Technische Sicherheit, VIII. Energieeinsparung, VIIa. Contracting, IX. Energiesicherung, Kommentar, 76. Ergänzungslieferung, München, 2012
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Danner / Theobald, Energierecht, (EEG 2012) ...]
- Danner, Wolfgang / Theobald, Christian (Hrsg.)*, Energierecht, Energiewirtschaftsgesetz mit Verordnungen, EU-Richtlinien, Gesetzesmaterialien, Gesetze und Verordnungen zu Energieeinsparung und Umweltschutz sowie andere energiewirtschaftlich relevante Rechtsregelungen, Band 3: VI. Erneuerbare Energien, VII. Technische Sicherheit, VIII. Energieeinsparung, VIIa. Contracting, IX. Energiesicherung, X. Versorgungsleitungen und Verkehrsanlagen, Kommentar, 69. Ergänzungslieferung, München, 2011
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Danner / Theobald, Energierecht (69. EL), (EEG,) ...]
- Daum, Andreas / Petzold, Jürgen / Pletke, Matthias*, BWL für Juristen, Eine praxisnahe Einführung in die betriebswirtschaftlichen Grundlagen, 2. Auflage, Wiesbaden, 2012
[zitiert als: *Daum / Petzold / Pletke*, BWL für Juristen, ...]
- Deutsche Energie-Agentur (dena) (Hrsg.)*, dena-Netzstudie II, Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin, 2010, abrufbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Download/Dokumente/Studien___Umfragen/Endbericht_dena-Netzstudie_II.PDF (zuletzt abgerufen am: 20.1.2012)
[zitiert als: *Deutsche Energie-Agentur (dena)*, dena-Netzstudie II, ...]
- Die Bundesregierung*, Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022, abrufbar unter: <http://www.bundesregierung.de/Content/DE/StatistischeSeiten/Breg/Energiekonzept/05-kernenergie.html> (zuletzt abgerufen am: 10.3.2014)
[zitiert als: *Die Bundesregierung*, Bundesregierung beschließt Ausstieg aus der Kernkraft bis 2022]

- Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode, abrufbar unter http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf?__blob=publicationFile&v=2 (zuletzt abgerufen am: 7.1.2014)
[zitiert als: *Die Bundesregierung*, Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, ...]
- DIE WELT*, Kanzleramt besiegelt Ende der Strompreisbremse, abrufbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article115458869/Kanzleramt-besiegelt-Ende-der-Strompreisbremse.html> (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014)
- DIE WELT*, Wenn es kalt wird, kann uns der Strom ausgehen, abrufbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article120793992/Wenn-es-kalt-wird-kann-uns-der-Strom-ausgehen.html> (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014)
- Dreier, Horst (Hrsg.)*, GG, Grundgesetz, Kommentar, Band II, Artikel 20 – 82, 2. Auflage, Tübingen, 2006
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Dreier, Grundgesetz, ...]
- Drillisch, Jens*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, Ein umweltpolitisches Instrument auf liberalisierten Elektrizitätsmärkten, München, 2001
[zitiert als: *Drillisch*, Quotenmodell für regenerative Stromerzeugung, ...]
- Dumont, Ulrich / Keuneke, Rita (Projektleitung)*, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben IId Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft, Endbericht, Aachen, 2011, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_wasserkraft_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 28.3.2013)
[zitiert als: *Dumont / Keuneke (Projektleitung)*, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG, ...]
- Eder, Florian / Wetzel, Daniel*, EU greift Strompreis-Privilegien an, Brüssel eröffnet Verfahren. Energiebranche fordert komplette Reform der Ökostromförderung, *DIE WELT*, abrufbar unter: http://www.welt.de/print/die_welt/wirtschaft/article123101460/EU-greift-Strompreis-Privilegien-an.html (zuletzt abgerufen am: 18.1.2014)
[zitiert als: *Eder / Wetzel*, EU greift Strompreis-Privilegien an, *DIE WELT*]
- Ehricke, Ulrich / Breuer, Daniel*, Die Vereinbarkeit von sog. Optionsverträgen auf negative Regelernergie mit dem EEG, RdE 2010, S. 309 – 316
- Eidenmüller, Horst*, Effizienz als Rechtsprinzip, Möglichkeiten und Grenzen der ökonomischen Analyse des Rechts, 2. Auflage, Tübingen, 1998
[zitiert als: *Eidenmüller*, Effizienz als Rechtsprinzip, ...]
- Ekardt, Felix / Schmeichel, Andrea*, Erneuerbare Energien, Warenverkehrsfreiheit und Beihilfenrecht, Nationale Klimaschutzmaßnahmen im EG-Recht, ZEuS 2009, S. 171 – 218

- Elberg, Christina / Growitsch, Christian / Höffler, Felix u.a. (EWI)*, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, Endbericht, Köln, 2012, abrufbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studie./Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf (zuletzt abgerufen am: 24.7.2013)
[zitiert als: *Elberg / Growitsch / Höffler (EWI)*, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign, ...]
- Emmerich, Volker*, Kartellrecht, Ein Studienbuch, 11. Auflage, München, 2008
[zitiert als: *Emmerich*, Kartellrecht, ...]
- energy consoluting Christian Meyer*, Voraussetzungen für den Energiehandel ...zur Erzielung höherer Erlöse!, BWE Fachtagung Direktvermarktung 2011, abrufbar unter http://www.bwe-seminare.de/sites/default/files/ft_11-06-01_06.vortrag_direktvermarktung_christian_meyer.zip (zuletzt abgerufen am: 17.10.2011)
[zitiert als: *energy consoluting Christian Meyer*, Voraussetzungen für den Energiehandel ...zur Erzielung höherer Erlöse!, ...]
- Epping, Volker / Hillgruber, Christian (Hrsg.)*, GG, Grundgesetz, Kommentar, 2. Auflage, München, 2013
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Epping / Hillgruber, Grundgesetz, ...]
- European Energy Exchange (EEX)*, Produkte & Entgelte, Übersicht, abrufbar unter: <http://www.eex.com/de/EEX/Produkte%20%26%20Entgelte> (zuletzt abgerufen am: 9.11.2011)
- European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen, abrufbar unter: <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich> (zuletzt abgerufen am: 9.11.2011)
- European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Intraday-Markt mit Lieferung in einer der deutschen Regelzonen, <http://www.epexspot.com/de/produkte/intraday-handel/deutschland> (zuletzt abgerufen am: 9.11.2011)
- European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Mitglied werden, Wer sind unsere Börsenmitglieder?, abrufbar unter: http://www.epexspot.com/de/mitglied-werden/wer_ist_unsere_boersenmitglieder (zuletzt abgerufen am: 9.9.2013)
- European Power Exchange (EPEX SPOT)*, Tätigkeitsbericht 2009, Paris, 2010, abrufbar unter: http://static.epexspot.com/document/9436/Activity_Report_2009-D.E.pdf (zuletzt abgerufen am: 7.11.2011)
- F.A. Brockhaus/ wissenmedia*, Brockhaus-Enzyklopädie Online, seit 2005 (2011), abrufbar unter: <http://www.brockhaus-encyklopaedie.de> (zuletzt abgerufen am: 5.12.2011)
[zitiert als: *F.A. Brockhaus/ wissenmedia*, Brockhaus-Enzyklopädie Online, ...]
- FAZ.NET*, Bundesrat beschließt Atomausstieg, Energiekonsens gewürdigt, abrufbar unter: <http://www.faz.net/artikel/C32436/energiekonsens-gewuerdigt-bundesrat-beschliesst-atomausstieg-30459938.html> (zuletzt abgerufen am: 22.7.2011)
[zitiert als: *FAZ.NET*, Bundesrat beschließt Atomausstieg]
- Fickers, Marcus*, Virtuelle Kraftwerke als Anbieter von Regelennergieprodukten, ZNER 2009, S. 17 – 19
[zitiert als: *Fickers*, ZNER 2009, S. 17 [...]]

- Fischbach, Rainer / Wollenberg, Klaus*, Volkswirtschaftslehre I, Einführung und Grundlagen, 12. Auflage, München / Wien, 2003
[zitiert als: *Fischbach / Wollenberg*, Volkswirtschaftslehre I, ...]
- Fouquet, Dörte / Prall, Ursula / Luhmann, Jochen (u.a.)*, Fachliche Bewertung des Umsetzungsbedarfs der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, FKZ 03MAP163, Vorhabenslaufzeit: 1. Juli 2009 bis 31. Dezember 2010, Brüssel / Hamburg / Wuppertal, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/umsetzungsbedarf_eerl_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 20.5.2014)
- Frank, Florian*, Preisbildung von Strom-Forwards, Eine Analyse der Auswirkungen von Schwankungen in Kraftwerksverfügbarkeiten, 1. Auflage, Wiesbaden, 2011
[zitiert als: *Frank*, Preisbildung von Strom-Forwards, ...]
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik – IWES*, Windmonitor, Betriebskosten, abrufbar unter: http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=235&lang=de (zuletzt abgerufen am: 23.10.2013)
[zitiert als: *Fraunhofer IWES*, Windmonitor, Betriebskosten]
- Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik – IWES*, Windmonitor, Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten, abrufbar unter: http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=240&lang=de (zuletzt abgerufen am: 23.10.2013)
[zitiert als: *Fraunhofer IWES*, Windmonitor, Anlagenalter und Entwicklung der Betriebskosten]
- Freiling, Jörg / Reckenfelderbäumer, Martin*, Markt und Unternehmung, Eine marktorientierte Einführung in die Betriebswirtschaftslehre, 3. Auflage, Wiesbaden, 2010
[zitiert als: *Freiling / Reckenfelderbäumer*, Markt und Unternehmung, ...]
- Frenz, Walter / Müggendorf, Hans-Jürgen (Hrsg.)*, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 3. Auflage, Berlin, 2012
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Frenz / Müggendorf*, EEG 2012, ...]
- Frenz, Walter / Müggendorf, Hans-Jürgen (Hrsg.)*, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 2. Auflage, Berlin, 2011
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Frenz / Müggendorf*, EEG, ...]
- Frey, Martin*, Verhalten positiv, SWW 6/2012, S. 26 – 27
[zitiert als: *Frey*, SWW 6/2012, S. 26 [...]]
- Fronzel, Manuel / Schmidt, Christoph M.*, Die EEG-Förderung erneuerbarer Energien: Kein Erfolgsmodell, Wirtschaftsdienst 2010, S. 647 – 653 (in: Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 – 660)
- Gabler, Gabler Kompakt-Lexikon Wirtschaft*, 4.500 Begriffe nachschlagen, verstehen, anwenden, 11. Auflage, Wiesbaden, 2013
[zitiert als: *Gabler*, Gabler Kompakt-Lexikon Wirtschaft, ...]

- Gawel, Erik / Lehmann, Paul*, Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 – 658
[zitiert als *Gawel / Lehmann*, Wirtschaftsdienst 2014, S. 651 [...]]
- Gawel, Erik / Purkus, Alexandra*, Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, ZfE 2013, S. 43 – 61
- Gawel, Erik / Purkus, Alexandra*, Die Marktprämie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, UFZ Diskussionspapiere, Departments Ökonomie und Bioenergie, 12/2012, Leipzig 2012, abrufbar unter: http://www.ufz.de/export/data/global/38007_12%202012%20Gawel_Purkus_Marktpr%C3%A4mie%20EEG%202012_gesamt_internet.pdf (zuletzt abgerufen am: 28.5.2013)
[zitiert als: *Gawel / Purkus*, Die Marktprämie im EEG 2012: ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, ...]
- Gawel, Erik / Purkus, Alexandra*, Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien: Probleme der Marktprämie nach EEG 2012, ZUR 2012, S. 587 – 597
[zitiert als: *Gawel / Purkus*, ZUR 2012, S. 587 [...]]
- Genossenschaft zur Förderung der dezentralen Erzeugung (GFDE)*, Home (Startseite / Frontpage), abrufbar unter: <http://www.gfde.org/> (zuletzt abgerufen am: 20.06.13)
- Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) (Hrsg.)*, Fukushima Informationsportal, Chronik der Ereignisse, abrufbar unter: <http://fukushima.grs.de/kommunikation-medien/japan-statusmeldungen> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013)
- Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) (Hrsg.)*, Fukushima Informationsportal, Aktuelle Entwicklungen, abrufbar unter: <http://fukushima.grs.de/content/aktuelle-entwicklungen> (zuletzt abgerufen am: 14.9.2013)
- Gleave, Sandro*, Die Marktabgrenzung in der Elektrizitätswirtschaft, ZfE 2008, S. 120 – 126
- Grashof, Katherina / Weber, Andreas (IZES)*, Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, Endbericht, Saarbrücken, 2013,
abrufbar unter: <http://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/201402-strom-direktvermarktung-izes.pdf> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015)
[zitiert als: *Grashof / Weber (IZES)*, Herausforderungen durch die Direktvermarktung von Strom aus Wind Onshore und Photovoltaik, ...]
- Green Energy Systems (GESY)*, Direktvermarktung, abrufbar unter: <http://www.gesy.net/direktvermarktung.html> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013)
[zitiert als: *GESY*, Direktvermarktung]
- Green Energy Systems (GESY)*, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie (Mustervertrag), abrufbar unter: http://www.gesy.net/GESY_Muster-Stromliefervertrag_EE_Direktvermarktung_Windenergie.pdf (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013)
[zitiert als: *GESY*, Stromliefervertrag EE Direktvermarktung Windenergie]

- Haucap, Justus / Kühling, Jürgen*, Eine Quote für den Grünstrom, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/energiewende-eine-quote-fuer-den-gruenstrom-11922146.html> (zuletzt abgerufen am: 24.7.2013)
[zitiert als: *Haucap / Kühling*, Eine Quote für den Grünstrom, FAZ.NET]
- Held, Christian / Altmann, Martin*, Freier Markt für Strom aus erneuerbarer Energie, E&M 4/2004, S. 16
- Helmstädter, Ernst*, Wirtschaftstheorie, Band I: Mikroökonomische Theorie, 4. Auflage, Münster, 1991
[zitiert als: *Helmstädter*, Mikroökonomische Theorie, ...]
- Hempel, Dietmar / Franke, Peter (Hrsg.)*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, Praktiker-Kommentar zum deutschen und europäischen Energierecht, Band 2, AVB FernwärmeV / AVB WasserV, EEG, EGV, GasGVV, GWB, KWKG, NAV. NDAV, StromGVV, 107. Ergänzungslieferung, Köln, 2012
[zitiert als: *Hempel / Franke*, Recht der Energie- und Wasserversorgung, ...]
- Herrmann, Bodo J.*, Anwendungsprobleme des Stromeinspeisungsgesetzes, 1. Auflage, Baden-Baden, 1996
[zitiert als: *Herrmann*, Anwendungsprobleme des Stromeinspeisungsgesetzes, ...]
- Heuss, Ernst*, Allgemeine Markttheorie, Tübingen / Zürich, 1965
[zitiert als: *Heuss*, Allgemeine Markttheorie, ...]
- Hille, Maren*, Prämienmodell ermöglicht Erneuerbaren Heranführung an den Markt, Wettbewerbskonforme Weiterentwicklung des EEG, ew 1-2/2011, S. 28 – 29
[zitiert als: *Hille*, ew 1-2/2011, S. 28 [...]]
- Holzappel, Markus / Wucherer, Thomas*, Gezielt auf den Markt, SWW 11/2014, S. 30 – 31
[zitiert als: *Holzappel / Wucherer*, SWW 11/2014, S. 30 [...]]
- Horst, Juri / Hauser, Eva (IZES)*, Eruiierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, Kurzgutachten, Saarbrücken, 2012, abrufbar unter: http://www.izes.de/cms/upload/pdf/20120123_Absenkung_EEG_Umlage.pdf (zuletzt abgerufen am: 10.4.2013)
[zitiert als: *Horst / Hauser (IZES)*, Eruiierung von Optionen zur Absenkung der EEG-Umlage, ...]
- Horstmann, Karl-Peter / Cieslarczyk, Michael (Hrsg.)*, Energiehandel, Ein Praxis-handbuch, Köln / Berlin / München, 2006
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Horstmann / Cieslarczyk*, Energiehandel, ...]
- Hummel, Oliver*, Direktvermarktung über das Grünstromprivileg – ein wirksamer Beitrag zur Systemintegration, et 8/2012, S. 49 – 51
[zitiert als: *Hummel*, et 8/2012, S. 49 [...]]
- Hüttner, Sabine*, Verbesserte Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien im Strombereich, Hamburg, 2010
[zitiert als: *Hüttner*, Verbesserte Markt- und Systemintegration von Erneuerbaren Energien im Strombereich]
- Ismar, Georg*, Neue, radikale Ideen für eine Strompreisbremse, DIE WELT, abrufbar unter: <http://www.welt.de/wirtschaft/energie/article120866769/Neue-radikale-Ideen-fuer-eine-Strompreisbremse.html> (zuletzt abgerufen am: 6.1.2014)

- Jarass, Hans D. / Pieroth, Bodo, GG, Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland, Kommentar, 12. Auflage, München, 2012
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Jarass/Pieroth, Grundgesetz, ...]
- JuWi, Wirtschaftlich & zuverlässig, abrufbar unter: http://www.juwi.de/ueber_uns/visi-on/wirtschaftlich_und_zuverlaessig.html (zuletzt abgerufen am: 2.3.2013)
- Kahl, Hartmut / Kahles, Markus / Merkel, Katharina, Rechtlicher Klärungsbedarf zu Ausschreibungsmodellen bei der Förderung erneuerbarer Energien, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 7, Würzburg, 2014, abrufbar unter: http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Aktuelles/WueBericht_7_Rechtlicher_Klaerungsbedarf_EEG-Ausschreibungen_2014-07-16.pdf (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015)
- Kaltschmitt, Martin / Streicher, Wolfgang / Wiese, Andreas (Hrsg.), Erneuerbare Energien, Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte, 4. Auflage, Berlin / Heidelberg, 2006
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Kaltschmitt / Streicher / Wiese, Erneuerbare Energien, ...]
- Kaltschmitt, Martin / Wiese, Andreas (Hrsg.), Erneuerbare Energieträger in Deutschland, Potentiale und Kosten, Berlin / Heidelberg, 1993
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Kaltschmitt / Wiese, Erneuerbare Energieträger in Deutschland, ...]
- Kieser, Alfred / Ebers, Mark (Hrsg.), Organisationstheorien, 6. Auflage, Stuttgart, 2006
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Kieser / Ebers, Organisationstheorien, ...]
- Klempert, Oliver / Garus, Katharina, Auf eigenen Füßen stehen, SWW 17/2011, S. 34 – 37
[zitiert als: *Klempert / Garus*, SWW 17/2011, S. 34 [...]]
- Klewar, Micha, Die Direktvermarktung im EEG 2012, Biogasseminar – Direktvermarktung von Biogasstrom in Theorie und Praxis, abrufbar unter: [http://www.nawa-ro.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/ece0eb19ec4b442ec1257b1e00327401/\\$FILE/Klewar_DLR-Eifel%20190213.pdf](http://www.nawa-ro.rlp.de/Internet/global/themen.nsf/0/ece0eb19ec4b442ec1257b1e00327401/$FILE/Klewar_DLR-Eifel%20190213.pdf) (zuletzt abgerufen am: 12.6.2013)
[zitiert als: *Klewar*, Die Direktvermarktung im EEG 2012, ...]
- Kling, Michael / Thomas, Stefan, Kartellrecht, München, 2007
[zitiert als: *Kling / Thomas*, Kartellrecht, ...]
- Klinski, Stefan, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?, Erörterung unter Berücksichtigung der Entscheidung des BVerfG zum sog. Anlagensplitting 2009, – Rechtsgutachten –, Zugleich aktualisierte und überarbeitete Fassung des gleichnamigen Gutachtens vom 23. August 2005 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin, 2009, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-imp-ort/files/pdfs/allgemein/application/pdf/klinski_eeg_verguetung.pdf (zuletzt abgerufen am: 8.11.2013)
[zitiert als: *Klinski*, EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage?,...]

Koenemann, Detlef, Klarer Kurs, SWW 15/2011, S. 10 – S. 11

Koenig, Christian / Kühling, Jürgen / Rasbach, Winfried, Energierecht, 3. Auflage, Baden-Baden, 2013

[zitiert als: *Koenig / Kühling / Rasbach*, Energierecht, ...]

Köpke, Ralf, Marktprämie für Ökostrom im freien Fall, abrufbar unter: <http://www.ingenieur.de/Branchen/Energiewirtschaft/Marktpraemie-fuer-Oekostrom-im-freien-Fall> (zuletzt abgerufen am: 24.5.2013)

[zitiert als: *Köpke*, Marktprämie für Ökostrom im freien Fall]

Kopp, Oliver / Eßer-Frey, Anke / Engelhorn, Thorsten, Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?, ZfE 2012, S. 243 – 255

[zitiert als: *Kopp / Eßer-Frey / Engelhorn*, ZfE 2012, S. 243 [...]]

Kraus, Michael / Turgoose, Bob, Entwicklungen bei wettbewerblichen Strommärkten, Reformbedarf in England/Wales und Deutschland, et 1+2/1999, S. 64 – 68.

Langen, Eugen (Begr.) / Bunte, Hermann-Josef (Hrsg.), Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, Deutsches Kartellrecht, 11. Auflage, Köln, 2011

[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Langen / Bunte*, Kommentar zum deutschen und europäischen Kartellrecht, Band 1, ...]

Lehnert, Wieland, Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Regeln zur Direktvermarktung im EEG 2012, ZUR 2012, S. 4 – 17

[zitiert als: *Lehnert*, ZUR 2012, S. 4 [...]]

Lehnert, Wieland / Vollprecht, Jens, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 – 317

[zitiert als: *Lehnert / Vollprecht*, ZUR 2009, S. 307 [...]]

Leprich, Uwe, „Markttransformation statt Markintegration“, Paradigmenwechsel durch erneuerbare Energien, Vortrag zu den 2. Bronnbacher Energiegesprächen „EEG – Bewährung in der Praxis“, Bronnbach, 2011, abrufbar unter: www.htw-saarland.de/wiwi/fakultaet/personen/professoren/dozenten-h-o/leprich/leprich/publikationen/leprich_27_september_bronnbach.pdf (zuletzt abgerufen am: 16.1.2012)

[zitiert als: *Leprich*, „Markttransformation statt Markintegration“, Paradigmenwechsel durch erneuerbare Energien, ...]

Leprich, Uwe, Markttransformation in der Energiewirtschaft, Vortrag zum ersten Saarländischen Energiegipfel „Neue Energien und Klimaschutz“, Saarbrücken, 2011, abrufbar unter: www.dassaarlandhandelt.de/fileadmin/user_upload/News/Reden_Energiegipfel/Rede-Energiegipfel-Leprich.pdf (zuletzt abgerufen am: 16.1.2012)

[zitiert als: *Leprich*, Markttransformation in der Energiewirtschaft, ...]

Lieth, Oliver, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, Baden-Baden, 2007

[zitiert als: *Lieth*, Die ökonomische Analyse des Rechts im Spiegelbild klassischer Argumentationsrestriktionen des Rechts und seiner Methodenlehre, ...]

- Loibl, Helmut / Maslaton, Martin / Bredow, Hartwig Freiherr von u.a. (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Auflage, Berlin, 2013
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Loibl / Maslaton / von Bredow u.a., Biogasanlagen im EEG, ...]
- Lüdemann, Volker / Ortmann, Manuel, Direktvermarktung im EEG, Das unvollendete Marktprämienmodell, EnWZ 2014, S. 387 – 391
[zitiert als: *Lüdemann / Ortmann*, EnWZ 2014, S. 387 [...]]
- Lüdemann, Volker / Ortmann, Manuel, Hält die Marktprämie was sie verspricht? Eine Analyse anhand aktueller Zahlen, ZNER 2012, S. 325 – 334
[zitiert als: *Lüdemann / Ortmann*, ZNER 2012, S. 325 [...]]
- Manssen, Gerrit, Die Verfassungsmäßigkeit von EEG-Umlage und besonderer Ausgleichsregelung im Erneuerbare Energien Gesetz, WiVerW 2012, S. 170 – 187
[zitiert als: *Manssen*, WiVerW 2012, S. 170 [...]]
- March, James G. / Simon, Herbert A., Organizations, New York, London, Sidney, 1958
[zitiert als: *March / Simon*, Organizations, ...]
- Matthes, Felix Chr., Der regulatorische Rahmen für die Energiewende, Stellungnahme zur Anhörung der Kommission zur Parlamentarischen Begleitung der Energiewende in Bayern des Bayrischen Landtags am 7. Mai 2012, Berlin, 2012, abrufbar unter: <http://www.oeko.de/oekodoc/1472/2012-049-de.pdf> (zuletzt abgerufen am: 4.1.2014)
[zitiert als: *Matthes*, Der regulatorische Rahmen für die Energiewende, ...]
- Maunz, Theodor / Dürig, Günter (Begr.), Grundgesetz, Kommentar, Band III, Art 16-22, 69. Ergänzungslieferung, München, 2013
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Maunz / Dürig, Grundgesetz, ...]
- Maurer, Hartmut, Staatsrecht I, Grundlagen, Verfassungsorgane, Staatsfunktionen, 6. Auflage, 2010
[zitiert als: *Maurer*, Staatsrecht I, ...]
- Menzner, Dorothee, EEG-Novelle mit heißer Nadel gestrickt, Biogas Journal 5/2011, S. 28
(in: Bewertung des EEG 2012, Biogas Journal 5/2011, S. 26 – 28) [zitiert als: *Menzner*, in: Bewertung des EEG 2012, Biogas Journal 5/2011, S. 26 [...]]
- Meßerschmidt, Klaus, Europäisches Umweltrecht, ein Studienbuch, München, 2011
[zitiert als: *Meßerschmidt*, Europäisches Umweltrecht, ...]
- Mihm, Andreas, Altmaier und Rösler einig bei Strompreissicherung, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/energiewende-altmaier-und-roesler-einig-bei-strompreissicherung-12080097.html> (zuletzt abgerufen am: 1.3.2013)
[zitiert als: Altmaier und Rösler einig bei Strompreissicherung, FAZ.NET]
- Mihm, Andreas, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/oekostrom-anbieter-von-neuer-foerderung-begeistert-11597686.html> (zuletzt abgerufen am: 20.06.13)
[zitiert als: *Mihm*, Anbieter von neuer Förderung begeistert, FAZ.NET]

- Monopolkommission*, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn, 2011, abrufbar unter: http://www.monopolkommission.de/sg_59/s59_volltext.pdf (zuletzt abgerufen am: 3.1.2014)
[zitiert als: *Monopolkommission*, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, ...]
- Müller, Thorsten / Kahl, Hartmut / Sailer, Frank*, Das neue EEG 2014, Systemwechsel beim weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, ER 4/14, S. 139 – 146
[zitiert als: *Müller / Kahl / Sailer*, ER 4/14, S. 139 [...]]
- Münch, Ingo von (Begr.) / Kunig, Philip (Hrsg.)*, Grundgesetz, Kommentar, Band 1: Präambel bis Art. 69, 6. Auflage, München, 2012
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Münch / Kunig, Grundgesetz, ...]
- Mundt, Andreas*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET, abrufbar unter: <http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/energiepolitik/energiepolitik-wettbewerb-ist-der-schluessel-zur-energiewende-11825402.html> (zuletzt abgerufen am: 17.9.2013)
[zitiert als: *Mundt*, Wettbewerb ist der Schlüssel zur Energiewende, FAZ.NET]
- Nestle, Uwe*, Gleitende Marktpremie im EEG: Chance oder Risiko für die Erneuerbaren?, et 3/2011, S. 14 – 19
[zitiert als: *Nestle*, et 3/2011, S. 14 [...]]
- Next Kraftwerke*, Flexibilitätsprämie, abrufbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/direktvermarktung/flexibilitatspraemie> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015)
[zitiert als: *Next Kraftwerke*, Flexibilitätsprämie]
- Next Kraftwerke*, Wissen, Regelenenergie, Ausgleichsenergie, abrufbar unter: <http://www.next-kraftwerke.de/wissen/regelenenergie/ausgleichsenergie> (zuletzt abgerufen am: 26.06.13)
[zitiert als: *Next Kraftwerke*, Ausgleichsenergie]
- Nick-Leptin, Joachim*, EE Direktvermarktung, Bestandsaufnahme und Entwicklungsperspektiven, Berlin, 2012, abrufbar unter: http://www.energieverein.org/docs/2012_05/01_Nick-Leptin_Vortrag_Berliner_Energietage.pdf (zuletzt abgerufen am: 11.4.2013)
[zitiert als: *Nick-Leptin*: EE Direktvermarktung, Bestandsaufnahme und Entwicklungsperspektiven, ...]
- Ockenfels, Axel*, Strombörse und Marktmacht, et 5/2007, S. 44 – 58 [*Ockenfels*, et 5/2007, S. 44 [...]]
- Ockenfels, Axel / Grimm, Veronika / Zoettl, Gregor*, Strommarktdesign, Preisbildungsmechanismen im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, Köln, 2008, abrufbar unter: http://ockenfels.uni-koeln.de/fileadmin/wiso_fak/stawi-ockenfels/pdf/ForschungPublikationen/Gutachten_EEX_Ockenfels.pdf (zuletzt abgerufen am: 6.9.2013)
[zitiert als: *Ockenfels / Grimm / Zoettl*, Strommarktdesign, ...]
- Oehrich, Marcus*, Betriebswirtschaftslehre, Eine Einführung am Businessplan-Prozess, 3. Auflage, München, 2013
[zitiert als: *Oehrich*, Betriebswirtschaftslehre, ...]

- Olten, Rainer*, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, 2. Auflage, München / Wien, 1998
[zitiert als: *Olten*, Wettbewerbstheorie und Wettbewerbspolitik, ...]
- Oppen, Margarete von / Groß, René*, Nach dem EEG ist vor dem EEG – Die Förderung von Erneuerbare-Energien-Anlagen nach der PV-Novelle 2012, ZNER 2012, S. 347 – 352
[zitiert als: *Oppen / Groß*, ZNER 2012, S. 347 [...]]
- Pepels, Werner*, Lexikon Vertriebsmanagement, 2. Auflage, Düsseldorf, 2010
[zitiert als: *Pepels*, Lexikon Vertriebsmanagement, ... [...]]
- Pilgram, Thomas*, Grünstromprivileg vs. Marktprämie – Chancen und Risiken, EEG-Novelle 2012, ew 10/2012, S. 10
[zitiert als: *Pilgram*, ew 10/2012, S. 10 [S. 10]]
- Prütting, Hanns / Wegen, Gerhard / Weinreich, Gerd (Hrsg.)*, BGB, Kommentar, 8. Auflage, Köln, 2013
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Prütting / Wegen / Weinreich*, BGB, ...]
- Purkus, Alexandra / Gawel, Erik / Deissenroth, Marc u.a.*, Beitrag der Marktprämie zur Marktintegration Erneuerbarer – Erfahrungen aus dem EEG 2012 und Perspektiven der verpflichtenden Direktvermarktung, et 12/2014, S. 8 – 16
[zitiert als: *Purkus / Gawel / Deissenroth u.a.*, et 12/2014, S. 8 [...]]
- Quaschnig, Volker*, Erneuerbare Energien und Klimaschutz, Hintergründe, Techniken und Planung, Ökonomie und Ökologie, Energiewende, 3. Auflage, München, 2013
[zitiert als: *Quaschnig*, Erneuerbare Energien und Klimaschutz, ...]
- Quaschnig, Volker*, Regenerative Energiesysteme, Technologie – Berechnung – Simulation, 6. Auflage, München, 2009
[zitiert als: *Quaschnig*, Regenerative Energiesysteme, ...]
- R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln/Aachen, 2010, abrufbar unter: http://www.r2b-energy.com/pdf/Studie_BMWi_Direktvermarktung_EE_r2b_consentec.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.2.2012)
[zitiert als: *R2B Energy Consulting / Consentec*, Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Endbericht, ...]
- Ragwitz, Mario / Held, Anne / Resch, Gustav u.a.*, Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten, Kurzfassung (in deutscher Sprache), Karlsruhe, 2006, abrufbar unter: <http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/short/k3129.pdf> (zuletzt abgerufen am: 15.1.2014)
[zitiert als: *Ragwitz / Held / Resch u.a.*, Monitoring und Bewertung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien in EU Mitgliedsstaaten, ...]
- Reshöft, Jan (Hrsg.)*, EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Handkommentar, 3. Auflage, Baden-Baden, 2009
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Reshöft*, EEG, ...]

- Reshöft, Jan / Schäfermeier, Andreas (Hrsg.), EEG, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Handkommentar, 4. Auflage, Baden-Baden, 2014
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Reshöft / Schäfermeier, EEG, ...]
- Richter, Rudolf (Begr.) / Furubotn, Eirik G. (Hrsg.), Neue Institutionenökonomik, Eine Einführung und kritische Würdigung, 4. Auflage, Tübingen, 2010
[zitiert als: *Richter / Furubotn*, Neue Institutionenökonomik, ...]
- Ringel, Christina / Bitsch, Christian, Die Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien in Europa, NVwZ 2009, S. 807 – S. 811
[zitiert als: *Ringel / Bitsch*, NVwZ 2009, S. 807 [...]]
- Roberts, Laura (Redaktion) / Mosena, Riccardo (Schriftleitung) / Winter, Eggert (Schriftleitung), Gabler Wirtschaftslexikon, Bf – E, 17. Auflage, Wiesbaden, 2010
[zitiert als: *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (Bf – E), S. ... [...]]
- Roberts, Laura (Redaktion) / Mosena, Riccardo (Schriftleitung) / Winter, Eggert (Schriftleitung), Gabler Wirtschaftslexikon, F – H, 17. Auflage, Wiesbaden, 2010
[zitiert als: *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (F – H), S. ... [...]]
- Roberts, Laura (Redaktion) / Mosena, Riccardo (Schriftleitung) / Winter, Eggert (Schriftleitung), Gabler Wirtschaftslexikon, I – K, 17. Auflage, Wiesbaden, 2010
[zitiert als: *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (I – K), S. [...]]
- Roberts, Laura (Redaktion) / Mosena, Riccardo (Schriftleitung) / Winter, Eggert (Schriftleitung), Gabler Wirtschaftslexikon, L – O, 17. Auflage, Wiesbaden, 2010
[zitiert als: *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (L – O), S. ... [...]]
- Roberts, Laura (Redaktion) / Mosena, Riccardo (Schriftleitung) / Winter, Eggert (Schriftleitung), Gabler Wirtschaftslexikon, P – Sk, 17. Auflage, Wiesbaden, 2010
[zitiert als: *Roberts / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (P – Sk), S. ... [...]]
- Roberts, Laura (Redaktion) / Mosena, Riccardo (Schriftleitung) / Winter, Eggert (Schriftleitung), Gabler Wirtschaftslexikon, V – Z, 17. Auflage, Wiesbaden, 2010
[zitiert als: *Roberts, / Mosena / Winter*, Gabler Wirtschaftslexikon (V – Z), S. ... [...]]
- Rohrig, Kurt / Hochloff, Patrick / Holzhammer, Uwe (IWES) u.a., Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument, 2011, abrufbar unter: http://www.iwes.fraunhofer.de/en/publications/list_of_publication/2011/flexible_stromproduktionausbiogasundbiomethan/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/Flexible%20Stromproduktion%20aus%20Biogas%20und%20Biomethan.pdf (zuletzt abgerufen am: 1.3.2013)
[zitiert als: *Rohrig / Hochloff / Holzhammer (IWES) u.a.*, Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan, ...]

- Rostankowski, Anke / Baier, André / Gerhardt, Norman u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, Kurzgutachten im Rahmen des Projektes „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien“, 2012, abrufbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/kurgutachten_marktpraemienmodell.pdf
[zitiert als: *Rostankowski / Baier / Gerhardt u.a.*, Anpassungsbedarf bei den Parametern des gleitenden Marktprämienmodells im Hinblick auf aktuelle energiewirtschaftliche Entwicklungen, ...]
- Rostankowski, Anke / Oschmann, Volker*, Fit für die Zukunft? – Zur Neuordnung des EEG-Ausgleichsmechanismus und weiteren Reformansätzen, RdE 2009, S. 361 – 368
[zitiert als: *Rostankowski / Oschmann*, RdE 2009, S. 361 [...]]
- RWE Vertrieb (RWE)*, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, abrufbar unter: <http://www.rwe.de/web/cms/mediablob/de/1303688/data/1303734/6/rwe-energieDienstleistungen/produkte/rwe-energieservices/eeg-direktvermarktung/Energieertraege-steigern.pdf> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013)
[zitiert als: *RWE*, Wie kann ich meine Energie-Erträge steigern?, ...]
Hinweis: Inzwischen abrufbar unter: <http://www.rwe.de/web/cms/mediablob/de/1474642/data/1474598/1/geschaeftskunden/rwe-eeg-direktvermarktung/Energieertraege-steigern.pdf> (zuletzt abgerufen am: 23.2.2014)
- Sachs, Michael (Hrsg.)*, GG, Grundgesetz, Kommentar, 6. Auflage, München, 2011
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Sachs, Grundgesetz, ...]
- Säcker, Franz Jürgen*, Marktabgrenzung, Marktbeherrschung und Markttransparenz auf dem Stromgroßhandelsmarkt, et 4/2011, S. 74 – 87
[zitiert als: *Säcker*, et 4/2011, S. 74 [...]]
- Säcker, Franz Jürgen (Hrsg.)*, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, 2. Auflage, Frankfurt am Main, 2010
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 2, ...]
- Säcker, Franz Jürgen / Rixecker, Roland / Oetker, Hartmut (Hrsg.)*, Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, Band 2, Schuldrecht, Allgemeiner Teil, §§ 241 – 432, 6. Auflage, München, 2012
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Säcker / Rixecker / Oetker, MüKo-BGB, ...]
- Säcker, Franz Jürgen / Rixecker, Roland (Hrsg.)*, Münchener Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, Band 1, Allgemeiner Teil, §§ 1 – 240, ProstG, AGG, 6. Auflage, München, 2012
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Säcker / Rixecker, MüKo-BGB, ...]
- Salje, Peter*, EEG 2012, Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074) in der Fassung von Art. 1 des Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28.7.2011 (BGBl. I S. 1634), Kommentar, 6. Auflage, Köln, 2012
[zitiert als: *Salje*, EEG 2012, ...]

- Salje, Peter*, Energiewirtschaftsgesetz, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung vom 7. Juli 2005 (BGBl I S. 1970), Kommentar, Köln / Berlin / München, 2006
[zitiert als: *Salje*, EnWG, ...]
- Salje, Peter*, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) vom 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), Kommentar, 5. Auflage, Köln u.a., 2009
[zitiert als: *Salje*, EEG 2009, ...]
- Salje, Peter*, Ökonomische Analyse des Rechts aus deutscher Sicht, Rechtstheorie 1984, S. 277 – 312
[zitiert als: *Salje*, Rechtstheorie 1984, S. 277 [...]]
- Schäfer, Hans-Bernd / Ott, Claus*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, 4. Auflage, Berlin / Heidelberg / New York, 2005
[zitiert als: *Schäfer / Ott*, Lehrbuch der ökonomischen Analyse des Zivilrechts, ...]
- Schierenbeck, Henner / Wöhle, Claudia B.*, Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre, 18. Auflage, München, 2012
[zitiert als: *Schierenbeck / Wöhle*, Grundzüge der Betriebswirtschaftslehre, ...]
- Schlacke, Sabine / Kröger, James*, Eine verfassungsrechtliche Bewertung der Kennzeichnung von marktpremiengeförderten Strom als Grünstrom, NVwZ 2012, S. 919 – 925
[zitiert als: *Schlacke / Kröger*, NVwZ 2012, S. 919 [...]]
- Schneider, Jens-Peter / Theobald, Christian (Hrsg.)*, Recht der Energiewirtschaft, Praxishandbuch, 3. Auflage, München, 2011
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft, ...]
- Schneider, Jens-Peter / Theobald, Christian (Hrsg.)*, Recht der Energiewirtschaft, Praxishandbuch, 4. Auflage, München, 2013
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Schneider / Theobald*, Recht der Energiewirtschaft (4. Aufl.), ...]
- Schomerus, Thomas / Henkel, Andrea*, Die Marktprämie im EEG 2012 – eine erste Zwischenbilanz, ER 1/12, S. 13 – 21
[zitiert als: *Schomerus / Henkel*, ER 1/12, S. 13 [...]]
- Schröer, Sebastian*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz: Förderpolitik am Scheideweg, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 – 660 (in: Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 – 660)
[zitiert als: *Schröer*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 656 [...]]
- Schulze, Reiner / Zuleeg, Manfred / Kadelbach, Stefan (Hrsg.)*, Europarecht, Handbuch für die deutsche Rechtspraxis, 2. Auflage, Baden-Baden, 2010
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Schulze / Zuleeg / Kadelbach*, Europarecht, ...]
- Schwintowski, Hans-Peter (Hrsg.)*, Handbuch Energiehandel, 2. Auflage, Berlin, 2010
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Schwintowski*, Handbuch Energiehandel, ...]

- Sensfuß, Frank (Projektleitung)*, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts gemäß § 65 EEG, im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Vorhaben IV, Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, Endbericht, Karlsruhe u.a., 2011, abrufbar unter:
http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_recht_bf.pdf (zuletzt abgerufen am: 10.4.2013)
 [zitiert als: *Sensfuß (Projektleitung)*, Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts gemäß § 65 EEG, Vorhaben IV, Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, ...]
- Sensfuß, Frank / Ragwitz, Mario*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Karlsruhe, 2011, abrufbar unter:
http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/e/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_FP_IEWT_2011.pdf (zuletzt abgerufen am: 10.2.2014)
 [zitiert als: *Sensfuß / Ragwitz*, Weiterentwickeltes Fördersystem für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, ...]
- Sensfuß, Frank / Ragwitz, Mario*, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Wien / Karlsruhe, 2009, abrufbar unter: http://www.isi.fraunhofer.de/isi-media/docs/x/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_2009.pdf (zuletzt abgerufen am: 23.2.2014)
 [zitiert als: *Sensfuß / Ragwitz*, Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, ...]
- Simon, Herbert A.*, Models of Man, Social and Rational, Mathematical Essays on Rational Human Behavior in a Social Setting, 5. Auflage, New York / London / Sidney, 1967 (Reprint)
 [zitiert als: *Simon*, Models of Man, ...]
- Sliwiok-Born, Daniel*, Wettbewerb statt EEG-Umlage? Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien (Manuskript)
- Sliwiok-Born, Daniel*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, Ein Vorschlag zur Entlastung der Stromverbraucher durch Förderung von Verkaufsgemeinschaften für Strom aus erneuerbaren Energien, Tübingen, 2014
 [zitiert als: *Sliwiok-Born*, Wettbewerb statt EEG-Umlage?, ...]
- Sodan, Helge / Ziekow, Jan*, Grundkurs Öffentliches Recht, Staats- und Verwaltungsrecht, 5. Auflage, München, 2012
 [zitiert als: *Sodan / Ziekow*, Grundkurs Öffentliches Recht, ...]
- Soergel, Hans Theodor (Begr.)*, Bürgerliches Gesetzbuch, mit Einführungsgesetz und Nebengesetzen, Band 2, Allgemeiner Teil 2, §§ 104-240, 13. Auflage, Stuttgart / Berlin / Köln u.a., 1999
 [zitiert als: *Bearbeiter*, in: *Soergel*, BGB, ...]
- Sprenger, Roman*, Vertrauensschutz für Anlagenbetreiber, Investoren und Unternehmen beim Übergang zum EEG 2014, ZNER 2014, S. 325 – 329
 [zitiert als: *Sprenger*, ZNER 2014, S. 325 [...]]

- Statkraft Markets (Statkraft)*, Produkte und Leistungen, EEG-Direktvermarktung, Das Statkraft Vermarktungsmodell, abrufbar unter: <http://www.statkraft.de/produkte-und-leistungen/direktvermarktung/statkraft-vermarktungsmodell/> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013)
[zitiert als: *Statkraft*, Das Statkraft Vermarktungsmodell]
- Staudinger, Julius von*, BGB, J. von Staudingers Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, mit Einführungsgesetz und Nebengesetzen, Buch 1: Allgemeiner Teil §§ 164 – 240 (Allgemeiner Teil 5), Berlin, 2009
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Staudinger, BGB, ...]
- Staudinger, Julius von*, BGB, J. von Staudingers Kommentar zum Bürgerlichen Gesetzbuch, mit Einführungsgesetz und Nebengesetzen, Buch 2: Recht der Schuldverhältnisse, §§ 397 – 432 (Erlass, Abtretung, Schuldübernahme, Mehrheit von Schuldnern und Gläubigern), Berlin, 2012
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Staudinger, BGB, ...]
- Stauss, Ben*, Marktpremie für Windenergieanlagen, Gut gemeint, aber auch gut gemacht?, ew 19/2012, S. 56 – 59
[zitiert als: *Stauss*, ew 19/2012, S. 56 [...]]
- Steinmetzler, Ulrich Antonius*, Funktionales Privatrechtsverständnis und ökonomische Analyse des Rechts, JA 1998, S. 335 – 342
[zitiert als: *Steinmetzler*, JA 1998, S. 335 [...]]
- Streit, Manfred E.*, Theorie der Wirtschaftspolitik, 6. Auflage, Stuttgart, 2005
[zitiert als: *Streit*, Theorie der Wirtschaftspolitik, ...]
- Tettau, Phillip von*, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, BWE-Fachtagung Direktvermarktung, 2011, abrufbar unter http://www.bwe-seminare.de/sites/default/files/ft_11-06-01_08.vortrag_direktvermarktung_philipp_von_tettau.zip (zuletzt abgerufen am: 13.10.2011)
[zitiert als: *Tettau*, Der Direktvermarktungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Vermarkter, ...]
- Thomas, Henning*, „Das EEG 2014 – Eine Darstellung nach Anspruchsgrundlagen, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [S. 1 ff.], abrufbar unter: http://rsw.beck.de/rsw/upload/NVwZ/NVwZ-Extra_2014_17.pdf (zuletzt abgerufen am: 25.1.2015)
[zitiert als: *Thomas*, NVwZ-Extra 17/2014, S. 1 [...]]
- Thrän, Daniela / Krautz, Alexander / Scheffelowitz, Mattes u.a.*, „Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014, Hintergrundpapier, Leipzig, 2014, abrufbar unter: <http://www.bhkw-infozentrum.de/download/Hintergrundpapier-bioenergie-ee-2014-dbfz.pdf> (zuletzt abgerufen am: 25.1.2014)
- Tietz, Bruno (Hrsg.)*, Handwörterbuch der Absatzwirtschaft, Stuttgart, 1974
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Tietz, Handwörterbuch der Absatzwirtschaft, ... [...]]
- Töpfer, Armin*, Betriebswirtschaftslehre, Anwendungs- und prozessorientierte Grundlagen, 2. Auflage, Berlin / Heidelberg, 2007
[zitiert als: *Töpfer*, Betriebswirtschaftslehre, ...]
- Towfigh, Emanuel V. / Petersen, Niels*, Ökonomische Methoden im Recht, Eine Einführung für Juristen, Tübingen, 2010
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Towfigh / Petersen, Ökonomische Methoden im Recht, ...]

- Uken, Marlies*, In der Energiewende fehlt es an Ideen, ZEIT ONLINE, abrufbar unter: <http://www.zeit.de/wirtschaft/2012-01/kapazitaetsmarkt> (zuletzt abgerufen am: 17.9.2013)
- Utermöhlen, Sven*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, BDEW-Leitveranstaltung „Smart Renewables“, abrufbar unter: [http://www.smart-renewables.de/fileadmin/archiv/vortraege/SR11_Utermöhlen_BDEW_Smart_Renewables_22-02-2011.pdf](http://www.smart-renewables.de/fileadmin/archiv/vortraege/SR11_Utermoehlen_BDEW_Smart_Renewables_22-02-2011.pdf) (zuletzt abgerufen am: 22.11.2011)
[zitiert als: *Utermöhlen*, Entwicklung der Erneuerbaren Energien zur internationalen Marktfähigkeit, ...]
- Vahrenholt, Fritz*, Die erneuerbaren Energien im Stromversorgungssystem: eine gelungene Integration?, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 – 656 (in: Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, Wirtschaftsdienst 2010, S. 643 – 660)
[zitiert als: *Vahrenholt*, Wirtschaftsdienst 2010, S. 653 [...]]
- Valentin, Florian*, Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom im Überblick, Anreize des Gesetzgebers für eine marktorientierte Erzeugung, REE 2012, S. 11 – S. 17
[zitiert als: *Valentin*, REE 2012, S. 11 [...]]
- Vogel, Wolfram*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, abrufbar unter: http://www.bwe-seminare.de/sites/default/files/ft_11-06-01__04.vortrag_direktvermarktung__wolfram_vogel.zip (zuletzt abgerufen am: 13.10.2011)
[zitiert als: *Vogel*, Strombörse, Preisbildung und Preisentwicklung, ...]
- Voigt, Stefan*, Institutionenökonomik, 2. Auflage, Paderborn, 2009
[zitiert als: *Voigt*, Institutionenökonomik, ...]
- Wagner, Christian / Liebenau, Volker / Teuwsen, Jan u.a.*, Direktvermarktung 2012: Instrument zur Marktintegration erneuerbarer Energien oder Kostentreiber, et 11/2012, S. 29 – 32
[zitiert als: *Wagner / Liebenau / Teuwsen u.a.*, et 11/2012, S. 29 [...]]
- WE²*, Unsere Leistungen auf einen Blick,
abrufbar unter: <http://www.we-quadrat.de/unsere-leistungen.html> (zuletzt abgerufen am: 17.5.2013)
[zitiert als: *WE²*, Unsere Leistungen auf einen Blick]
- Weigel, Wolfgang*, Rechtsökonomik, Eine methodologische Einführung für Einsteiger und Neugierige, München, 2003
[zitiert als: *Weigel*, Rechtsökonomik, ...]
- Weigt, Jürgen*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, Probleme und Herausforderungen im Spannungsfeld zwischen Binnenmarkt und Umweltschutz, Frankfurt am Main, 2009
[zitiert als: *Weigt*, Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, ...]

- Werum, Josef*, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., BWE-Fachtagung am 12./13. Oktober 2011, Hannover „Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“, Mainz, 2011. Abrufbar unter: http://www.inpower.de/fileadmin/daten/pdf/vortraege/2011-10-13_BWE_Fachtagung_Direktvermarktung_in_power-Pr%C3%A4sentation_JW.pdf (zuletzt abgerufen am: 23.2.2014)
[zitiert als: *Werum*, Wann ist Direktvermarktung lukrativ? Gemeinsame Stärken bündeln am Beispiel..., ...]
- Wiedemann, Gerhard (Hrsg.)*, Handbuch des Kartellrechts, 2. Auflage, München, 2008
[zitiert als: *Bearbeiter*, in: Wiedemann, Handbuch des Kartellrechts, ...]
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Graustrom, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Graustrom> (zuletzt abgerufen am: 10.3.2014)
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit, abrufbar unter: http://de.wikipedia.org/wiki/Bundesministerium_für_Umwelt,_Naturschutz,_Bau_und_Reaktorsicherheit (zuletzt abgerufen am: 6.2.2014)
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Direktmarketing, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Direktmarketing> (zuletzt abgerufen am: 2.2.2012)
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Direktvertrieb, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Direktvermarktung> (zuletzt abgerufen am: 2.2.2012)
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Gas-und-Dampf-Kombikraftwerk> (zuletzt abgerufen am: 22.7.2013)
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Intelligentes Stromnetz, abrufbar unter: http://de.wikipedia.org/wiki/Intelligentes_Stromnetz (zuletzt abgerufen am: 7.1.2014)
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Kostenträger, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Kostenträger> (zuletzt abgerufen am: 14.1.2014)
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Merit-Order, abrufbar unter: <http://de.wikipedia.org/wiki/Merit-Order> (zuletzt abgerufen am: 6.9.2013)
[zitiert als: *Wikimedia Foundation*, Wikipedia, Merit-Order]
- Wikimedia Foundation (Hrsg.)*, Wikipedia, Watt Peak, abrufbar unter: http://de.wikipedia.org/wiki/Watt_Peak (zuletzt abgerufen am: 25.3.2013)
- Williamson, Oliver E.*, Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus, Unternehmen, Märkte, Kooperationen, Tübingen, 1990
[zitiert als: *Williamson*, Die ökonomischen Institutionen des Kapitalismus, ...]
- Witt, Andreas*, Viel Lehrgeld für die Marktpremie, Solarthemen 375 vom 10. Mai 2012, S. 1
- Wolf, Katharina*, Der Schritt zum Systemwechsel, SWW 11/2014, S. 64 – 67
[zitiert als *Wolf*, SWW 11/2014, S. 64 [...]]
- Wustlich, Guido*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, Grundlegend neu – aber auch grundlegend anders?, NVwZ 2014, S. 1113 – 1122
[zitiert als: *Wustlich*, NVwZ 2014, S. 1113 [...]]

- Wustlich, Guido / Müller, Dominik*, Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktpremie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, ZNER 2011, S. 380 – 396
[zitiert als: *Wustlich / Müller*, ZNER 2011, S. 380 [...]]
- Zimmermann, Jörg-Rainer*, Den Markt lernen, Neue Energie 04/2012, S. 62 – 64
[zitiert als: *Zimmermann*, Neue Energie 04/2012, S. 62 [...]]
- Zimmermann, Jörg-Rainer*, Profitables Pooling, Neue Energie 09/2011, S. 34 – 39
[zitiert als: *Zimmermann*, Neue Energie 09/2011, S. 34 [...]]
- Zimmermann, Jörg-Rainer*, Weit weg von nett, Neue Energie 03/2014, S. 10 – 12

Anhang

Anhang 1: Direktvermarktung im Jahr 2012

*Tabelle 2: Marktprämierte Direktvermarktung nach
§ 33b Nr. 1 EEG 2012 im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter instal-
lierter Leistung³⁹⁶⁷*

2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	344	67	933	0	12.062	48	58,73	13.513
Februar	346	38	1.014	0	15.408	108	92,93	17.007
März	383	38	1.110	0	17.631	133	166,76	19.462
April	378	38	1.223	0	18.296	203	237,66	20.375
Mai	380	41	1.344	0	19.153	223	455,87	21.598
Juni	392	42	1.433	0	19.884	238	828,38	22.817
Juli	419	37	1.519	0	20.526	253	1.201,62	23.957
August	425	41	1.611	0	21.311	268	1.408,57	25.066
September	450	42	1.700	0	21.761	283	1.632,62	25.870
Oktober	463	42	1.753	0	22.540	308	1.781,73	26.888
November	445	43	1.836	0	23.409	308	1.961,00	28.002
Dezember	392	42	1.936	0	23.929	248	1.993,29	28.541
Insgesamt	4.817	511	17.412	0	235.910	2.621	11.819,16	273.096
Gesamt- anteil	1,76%	0,19%	6,38%	0,00%	86,38%	0,96%	4,33%	

3967 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden; eine ähnliche tabellarische Darstellung findet sich inzwischen bereits bei *Wustlich*, in: Altrock / Oschmann / Theobald, EEG 2012, § 33g Rn. 12.

Tabelle 3: Grünstromprivilegierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁶⁸

2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	112	184	0	0	707	0	0	1.004
Februar	113	212	0	0	750	0	0	1.075
März	104	216	3	0	567	0	0	890
April	117	222	1	0	873	0	0	1.213
Mai	79	220	1	0	902	0	0	1.203
Juni	110	219	14	0	982	0	0	1.326
Juli	130	228	14	0	1051	0	0	1.423
August	130	228	16	0	940	0	0	1.314
September	128	227	49	0	947	0	1,31	1.353
Oktober	129	226	20	0	740	0	1,31	1.117
November	148	226	1	0	247	0	1,31	624
Dezember	143	228	1	0	216	0	0	589
Insgesamt	1.443	2.636	120	0	8.922	0	3,93	13.131
Gesamt- anteil	10,99%	20,07%	0,91%	0,00%	67,95%	0,00%	0,03%	

3968 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden.

Tabelle 4: Sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁶⁹

2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	81	8	0	0	61	0	0,04	150
Februar	95	6	0	0	87	0	0,10	187
März	88	6	0	0	95	0	0,28	189
April	84	6	0	0	102	0	0,29	192
Mai	83	6	0	0	96	0	0,29	185
Juni	83	6	0	0	96	0	0,29	185
Juli	33	4	0	0	113	0	1,87	153
August	33	3	0	0	111	0	1,82	149
September	33	3	0	0	95	0	1,82	133
Oktober	33	3	0	0	93	0	1,82	132
November	33	3	0	0	86	0	1,82	124
Dezember	53	3	0	0	86	0	1,38	143
Insgesamt	732	57	0	0	1.121	0	11,82	1.922
Gesamt- anteil	38,09%	2,97%	0,00%	0,00%	58,32%	0,00%	0,61%	

Tabelle 5: Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷⁰

2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Insgesamt	6.992	3.204	17.532	0	245.953	2.621	11.834,91	288.149
Gesamt- anteil	2,43%	1,11%	6,08%	0,00%	85,36%	0,91%	4,11%	

3969 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden.

3970 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2012], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden.

Anhang 2: Direktvermarktung im Jahr 2013

Tabelle 6: Marktprämiierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷¹

2013	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	451	49	2.081	0	23.626	248	2.379,28	28.834
Februar	456	47	2.154	0	24.183	248	2.526,58	29.616
März	442	56	2.242	5	24.337	293	2.854,17	30.228
April	451	57	2.328	5	24.484	333	3.012,16	30.670
Mai	457	63	2.418	5	24.908	318	3.326,31	31.496
Juni	469	101	2.510	5	25.138	378	3.526,76	32.127
Juli	549	113	2.577	5	25.354	378	3.678,24	32.654
August	520	118	2.664	5	25.775	443	3.762,57	33.287
September	525	112	2.757	5	26.123	523	3.940,88	33.987
Oktober	486	129	2.884	5	26.490	508	4.148,54	34.651
November	494	115	2.964	5	26.779	538	4.228,47	35.105
Dezember	485	120	2.920	5	27.153	508	4.297,43	35.488
Insgesamt	5.785	1.080	30.499	50	304.350	4.716	41.681,39	388.143
Gesamt- anteil	1,49%	0,28%	7,86%	0,01%	78,41%	1,22%	10,74%	

3971 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden.

Tabelle 7: Grünstromprivilegierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷²

2013	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	129	228	10	0	538	0	0	905
Februar	129	227	10	0	685	0	0,60	1.052
März	168	230	10	0	878	0	0	1.285
April	161	234	11	0	1.106	0	0,22	1.512
Mai	161	235	9	0	895	0	0,72	1.300
Juni	153	197	13	0	861	0	0	1.224
Juli	72	186	5	0	871	0	0	1.134
August	109	180	13	0	736	0	0	1.038
September	144	185	15	0	674	0	0,50	1.019
Oktober	148	168	15	0	555	0	1,10	886
November	171	178	16	0	534	0	0,50	900
Dezember	124	176	16	0	373	0	0,50	689
Insgesamt	1.669	2.424	143	0	8.706	0	4,14	12.944
Gesamt- anteil	12,89%	18,73%	1,10%	0,00%	67,26%	0,00%	0,03%	

³⁹⁷² Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden.

Tabelle 8: Sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷³

2013	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	43	10	0,26	0	89	0	1,45	144
Februar	43	10	0,26	0	92	0	1,45	147
März	17	10	0,26	0	107	0	0,53	135
April	17	10	0,26	0	109	0	1,49	137
Mai	18	10	0,28	0	108	0	1,64	137
Juni	18	10	0,26	0	110	0	0,33	138
Juli	17	10	0,26	0	109	0	0,33	137
August	17	10	0,26	0	109	0	1,08	137
September	17	10	0,26	0	110	0	1,08	138
Oktober	17	10	0,26	0	109	0	0,63	137
November	17	10	0,26	0	109	0	0,79	138
Dezember	34	10	0,26	0	115	0	0,79	160
Insgesamt	275	120	3,14	0	1.276	0	11,59	1.685
Gesamt- anteil	16,32%	7,12%	0,19%	0,00%	75,73%	0,00%	0,69%	

Tabelle 9: Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2013 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung

2013	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Biomasse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Insgesamt	7.729	3.624	30.645,14	50	314.332	4.716	41.697,12	402.772
Gesamt- anteil	1,92%	0,90%	7,61%	0,01%	78,04%	1,17%	10,35%	

³⁹⁷³ Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG [im Jahr 2013], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden.

Anhang 3: Direktvermarktung im Jahr 2014 unter Geltung des EEG 2012

Tabelle 10: Marktprämierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 1 EEG 2012 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷⁴

2014 – EEG 2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	515,96	181,39	2.988,98	4,80	27.371,34	562,30	4.375,82	36.001
Februar	519,47	171,56	3.079,41	4,80	27.741,57	502,90	4.551,87	36.572
März	531,07	169,46	3.175,03	11,12	28.240,78	508,30	4.796,03	37.432
April	534,13	207,30	3.449,79	11,12	28.606,99	510,30	4.908,53	38.228
Mai	539,15	262,27	3.705,31	14,12	28.986,35	508,30	5.014,31	39.030
Juni	543,13	268,09	3.933,03	14,12	29.221,14	621,70	5.190,58	39.792
Juli	579,34	267,60	4.130,00	11,12	29.754,04	621,70	5.374,83	40.739
Insgesamt	3.762,25	1.527,67	24.461,55	71,20	199.922,21	3.835,50	34.211,97	267.794
Gesamt- anteil	1,40%	0,57%	9,13%	0,03%	74,66%	1,43%	12,78%	

3974 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

Tabelle 11: Grünstromprivilegierte Direktvermarktung nach § 33b Nr. 2 EEG 2012 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷⁵

2014 – EEG 2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	140,12	32,35	6,29	0,00	418,92	0,00	0,50	598
Februar	138,12	32,35	6,29	0,00	402,40	0,00	0,50	580
März	144,30	35,08	6,29	0,00	380,28	0,00	0,50	566
April	144,30	16,06	6,29	0,00	385,03	0,00	0,50	552
Mai	141,10	14,56	0,38	0,00	369,10	0,00	4,05	529
Juni	139,38	10,63	0,38	0,00	362,58	0,00	4,05	517
Juli	111,11	12,83	0,38	0,00	244,88	0,00	3,55	373
Insgesamt	958,43	153,86	26,30	0,00	2563,19	0,00	13,65	3.715
Gesamt- anteil	25,80	4,14	0,71	0,00	69,00	0,00	0,37	

Tabelle 12: Sonstige Direktvermarktung nach § 33b Nr. 3 EEG 2012 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷⁶

2014 – EEG 2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	26,69	10,50	0,26	0,00	117,24	0,00	0,72	158
Februar	33,14	10,46	0,26	0,00	110,50	0,00	0,72	155
März	63,84	9,35	0,26	0,00	114,11	0,00	0,70	188
April	62,81	9,15	0,01	0,00	114,11	0,00	3,79	190
Mai	62,33	9,23	0,01	0,00	62,36	0,00	4,06	168
Juni	54,10	9,00	0,01	0,00	92,58	0,00	4,00	160
Juli	54,15		0,41	0,00	92,58	0,00	3,99	163
Insgesamt	357,06	57,69	1,22	0,00	703,48	0,00	17,98	1.182
Gesamt- anteil	30,21	4,88	0,10	0,00	59,52	0,00	1,52	

3975 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

3976 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

Tabelle 13: Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2014 unter Geltung des EEG 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung

2014 – EEG 2012	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Insgesamt	5.077,74	1.739,22	24.489,07	71,20	203.188,88	3.385,50	34.243,60	272.691
Gesamt- anteil	1,86%	0,64%	8,98%	0,03%	72,39%	1,45%	13,42%	

Anhang 4: Direktvermarktung im Jahr 2014 unter Geltung des EEG 2014

Tabelle 14: Geförderte (marktprämierte) Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷⁷

2014 – EEG 2014	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
August	686,01	288,84	4.269,17	11,12	30.204,91	621,70	5.488,07	41.570
September	685,76	287,73	4.367,69	11,12	30.665,78	621,70	5.664,21	42.294
Oktober	685,15	288,48	4.444,10	11,12	30.852,19	621,70	5.774,37	42.677
November	686,08	287,07	4.511,39	11,12	31.259,13	621,70	5.860,62	43.237
Dezember	640,54	284,09	4.556,61	11,12	31.867,66	621,70	5.961,43	43.943
Insgesamt	3.383,54	1.436,21	22.148,96	55,60	154.849,67	3.108,50	28.748,70	213.721
Gesamtanteil	1,58	0,67	10,36	0,03	72,45	1,45	13,45	

Tabelle 15: Sonstige Direktvermarktung nach § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 im Jahr 2014 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷⁸

2014 – EEG 2014	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
August	52,37	9,12	0,40	0,00	104,68	0,00	9,33	176
September	52,10	10,48	0,40	0,00	105,36	0,00	13,12	181
Oktober	52,28	10,48	0,40	0,00	104,51	0,00	9,65	177
November	46,12	10,17	1,00	0,00	104,51	0,00	10,20	172
Dezember	70,70	10,31	2,20	0,00	109,51	0,00	12,10	205
Insgesamt	273,57	50,56	4,40	0,00	528,57	0,00	54,40	911,00
Gesamt- anteil	30,03	5,55	0,48	0,00	58,02	0,00	5,97	

3977 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

3978 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / TenneT TSO u.a., Netz-Transparenz.de, Informationen zur Direktvermarktung nach § 33b EEG 2012 bzw. § 20 Abs. 1 EEG 2014.

Tabelle 16: Gesamte Direktvermarktung im Jahr 2014 unter Geltung des EEG 2012 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung

2014 – EEG 2014	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Insgesamt	3.657,11	1.486,77	22.153,36	55,60	155.378,24	3.108,50	28.803,10	214.632
Gesamt- anteil	1,70%	0,69%	10,32%	0,03%	72,39%	1,45%	13,42%	

Anhang 5: Direktvermarktung im Jahr 2011

Tabelle 17: Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009 im Jahr 2011 – gemessen in angemeldeter installierter Leistung³⁹⁷⁹

2011	Wasser- kraft (MW)	Gase (MW)	Bio- masse (MW)	Geo- thermie (MW)	Wind- energie onshore (MW)	Wind- energie offshore (MW)	Solar- energie (MW)	Summe (MW)
Januar	459	227	437	0	375	0	0,33	1.499
Februar	513	274	555	0	795	0	0,37	2.110
März	507	259	570	0	934	0	0,35	2.270
April	532	280	626	0	914	0	0,29	2.353
Mai	546	298	657	0	1.164	0	0,33	2.665
Juni	544	305	712	0	1.323	0	0,12	2.885
Juli	566	314	822	0	1.821	0	0,22	3.524
August	574	317	801	0	2.231	0	0,22	3.923
September	573	268	822	0	2.575	0	0,19	4.238
Oktober	530	328	875	0	3.111	0	0,85	4.844
November	501	329	876	0	2.491	0	0,60	4.197
Dezember	471	329	693	0	2.070	0	0,66	3.563
Insgesamt	6.316	3.528	8.446	0	19.804	0	4,53	38.071
Gesamt- anteil	16,59%	9,27%	22,18%	0,00%	52,02%	0,00%	0,01%	

3979 Quelle der Daten: 50Hertz Transmission / Amprion / EnBW Transportnetze u.a., Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG], wobei die Daten entsprechend der Untersuchung aufgewertet wurden.