Stiftung Umweltenergierecht

Würzburger Studien zum Umweltenergierecht

Rechtliche Anforderungen an die energetische Nutzung von Biomasse

erstellt von

Oliver Antoni, LL.M.

Charlotte Probst

Christian Witschel

unter Mitarbeit von

Nora Grabmayr, Dr. Hartmut Kahl, LL.M. (Duke), Katharina Merkel, Thorsten Müller und Nils Wegner, LL.M. (Stockholm)

Entstanden im Rahmen des Vorhabens:

„Konsistentes Recht der energetischen Biomassenutzung“

(KonReeB – FKZ 03MAP255)

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

 # 4c

Juni 2015

ISSN 2365-7138

Zitiervorschlag: *Oliver Antoni/Charlotte Probst/Christian Witschel*, Rechtliche Anforderungen an die energetische Nutzung von Biomasse, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 4c, Juni 2015.

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22
97070 Würzburg
Telefon +49 931 79 40 77-0
Telefax +49 931 79 40 77-29
E-Mail antoni@stiftung-umweltenergierecht.de
Internet www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand: Thorsten Müller und Fabian Pause, LL.M. Eur. ● Stiftungsrat: Prof. Dr. Helmuth Schulze-Fielitz und Prof. Dr. Franz Reimer
Bankverbindung: Sparkasse Mainfranken Würzburg ● Konto 46 74 31 83 ● BLZ 790 500 00 ● IBAN DE16790500000046743183 ● BIC BYLADEM1SW

Inhaltsverzeichnis

A. Einführung 1

B. Rechtssetzungskompetenzen 2

I. Verfassungsrechtliche Kompetenzen 2

1. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG – Recht der Wirtschaft – Energiewirtschaft 2

a. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz 3

b. EDL-G – Gesetz über Energiedienstleistungen 3

c. KWKG – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 3

d. EnEG – Energieeinsparungsgesetz 3

2. Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG – Luftreinhaltung 4

a. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz 4

b. EEG – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien 4

c. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz 5

3. Doppelabstützung 5

4. Weitere Kompetenzen 6

a. EnergieStG – Energiesteuergesetz 6

b. StromStG – Stromsteuergesetz 6

c. MAP – Marktanreizprogramm 7

II. Bestehende Verordnungsermächtigungen 7

1. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz 7

2. EEG 2014 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien 8

3. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz 8

4. EnEG – Energieeinsparungsgesetz 9

C. Begriffsbestimmungen für Bioenergieträger 9

I. Begriffsbestimmungen für Biomasse 9

1. Legaldefinitionen 10

a. Richtlinie 2009/28 Erneuerbare-Energien-Richtlinie - (EERL) 10

b. Richtlinie 2003/96/EG Rahmenvorschrift zur Besteuerung von Energieerzeugnissen 12

c. Biomasseverordnung – Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse 12

d. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz 14

2. Begriffsnennung mit Verweis auf andere Norm 14

a. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz 14

b. EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien 16

(1) Biokraft-NachV 18

(2) BioStr-NachV 18

c. GasNZV – Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen 18

d. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz 19

e. EDL-G – Gesetz über Energiedienstleistungen 19

f. TEHG – Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz 20

g. StromStG – Stromsteuergesetz 20

3. Verständnis anderer Norm vorausgesetzt 21

a. Richtlinie 2009/72/EG – Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EltRL) 21

b. AusglmechV – Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus 22

c. EnergieStG – Energiesteuergesetz 22

4. Bloße Begriffsnennung 23

a. Richtlinie 2009/73/EG Gasbinnenmarktrichtlinie - GasRL 23

b. Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden 23

c. KWKG – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 24

d. EnEV – Energieeinsparungsverordnung 25

e. MAP – Marktanreizprogramm 26

f. EWärmeG (BW) – Erneuerbare-Wärme-Gesetz in Baden Württemberg 27

5. Zwischenfazit 28

II. Begriffsbestimmungen für Biogas und Biomethan 28

1. Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen - EERL 29

2. RL 2014/94/EU – Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe 30

3. VO (EU) Nr. 168/2013 – Genehmigung und Marktüberwachung von Fahrzeugen . 30
4. Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 - EnergiestatistikVO 30
5. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz 30
6. EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien 31
7. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz 32
8. EnergieStG – Energiesteuergesetz 33
9. Zwischenfazit 33
III. Begriffsbestimmungen für Biokraftstoffe 34
1. Verordnung (EG) Nr. 715/2007 34
2. 36. BImSchV – Biokraftstoffquotendurchführungsverordnung 34
3. EnergieStG – Energiesteuergesetz 35
IV. Begriffsbestimmungen für weitere Bioenergieträger 35
1. Biobrennstoffe 35
2. Biodiesel 36
3. Bioethanol 36
D. Nationale Förderung der energetischen Biomassenutzung 37
0. Vorbemerkungen 37
I. Fördermodelle für erneuerbare Energien und energetische Biomassenutzung 39
1. Europarechtlich zulässige Fördermodelle 39
2. Nationale Fördermodelle 39
a. Mengenorientierte Modelle 40
(1) Quoten-/Zertifikatmodell 40
(2) Ausschreibungen 41
b. Preisorientierte Modelle 45
(1) Einspeisetarifmodell 45
(2) Förderung der Marktintegration 45
(3) Bonus-Modell 46
3. Zwischenfazit 47
II. Systematisierung der nationalen Förderinstrumente für die energetische Biomassenutzung 48

1. Direkte Verhaltenssteuerung (Ordnungsrecht) 49
2. Indirekte Verhaltenssteuerung (finanzielle und sonstige Anreize) 51
3. Planungsrechtliche Instrumente 55
4. Zwischenfazit 56
III. Gasförmige Biomasse 57
1. Einsatzstoffe 57
2. Energieerzeugung 58
a. Finanzielle Anreize für Erzeugungsanlagen 58
b. Finanzielle Anreize für Stromerzeugung 59
(1) Instrumentelle Einordnung des EEG 59
(2) Vergütungsrelevante Bestimmungen 63
(a) Anlagenbegriff des EEG 63
(b) Inbetriebnahmebegriff des EEG 64
(3) Vergütungsvoraussetzungen und -höhen 66
(a) Neuanlagen ab Geltung des EEG 2014 66
(b) Bestandsanlagen nach EEG 2012 72
(c) Bestandsanlagen nach EEG 2009 79
(d) Bestandsanlagen nach EEG 2004 83
(e) Bestandsanlagen nach EEG 2000 87
(f) Zwischenfazit 89
c. Steuervergünstigungen 90
d. Planungsrechtliche Instrumente 92
(1) Raumordnung 92
(2) Bauleitplanung 94
(a) Allgemeine Maßgaben der Bauleitplanung 94
(b) Darstellungen des Flächennutzungsplan 96
(c) Festsetzungen des Bebauungsplans 99
3. Transport der erzeugten Energie (Wärme/Kälte) 104
a. Finanzielle Anreize für Infrastruktur 104
b. Planungsrechtliche Instrumente 106

4. Nutzung der erzeugten Energie 108
a. Ordnungsrechtliche Instrumente 109
(1) EEWärmeG 110
(2) Energieeinsparverordnung 112
(3) Immissionsschutzrecht 114
b. Finanzielle Anreize: Marktanreizprogramm und Steuervergünstigungen 115
(1) Marktanreizprogramm und Förderprogramme 115
(2) Steuererleichterungen für den aus Biomasse erzeugten Strom 118
(3) Steuervergünstigungen für die aus Biomasse erzeugte Wärme 119
c. Planungsrechtliche Instrumente 119
5. Zwischenfazit gasförmige Biomasse 122
IV. Feste Biomasse 123
1. Einsatzstoffe 123
2. Energieerzeugung 124
a. Finanzielle Anreize für Erzeugungsanlagen 124
b. Finanzielle Anreize für Stromerzeugung 125
(1) Neuanlagen ab Geltung des EEG 2014 125
(2) Bestandsanlagen nach EEG 2012 126
(3) Bestandsanlagen nach EEG 2009 126
(4) Bestandsanlagen nach EEG 2004 129
(5) Bestandsanlagen nach EEG 2000 130
c. Steuervergünstigungen 130
d. Planungsrechtliche Instrumente 131
3. Transport der Wärme 132
a. Finanzielle Anreize für Infrastruktur 133
b. Planungsrechtliche Instrumente 133
4. Nutzung der erzeugten Energie 134
a. Ordnungsrechtliche Instrumente 134
(1) EEWärmeG 134
(2) Energieeinsparverordnung 135

(3) Immissionsschutzrecht 135
b. Finanzielle Anreize 136
(1) MAP 136
(2) Steuererleichterung für Strom 137
(3) Steuererleichterung für Wärme 137
c. Planungsrechtliche Instrumente 137
5. Zwischenfazit feste Biomasse 138
V. Flüssige Biomasse 138
1. Einsatzstoffe 139
2. Energieerzeugung stationär 140
a. Finanzielle Anreize: flüssige Biomasse im EEG 140
(1) Neuanlagen ab Geltung des EEG 2014 140
(2) Bestandsanlagen nach EEG 2012 140
(3) Bestandsanlagen nach EEG 2009 141
(4) Bestandsanlagen nach EEG 2004 143
(5) Bestandsanlagen nach EEG 2000 144
b. Planungsrechtliche Instrumente 144
3. Transport der Wärme 144
4. Nutzung der erzeugten Energie 144
a. Ordnungsrechtliche Instrumente 144
(1) EEWärmeG 144
(2) Energieeinsparverordnung 145
(3) Immissionsschutzrecht 145
b. Planungsrechtliche Instrumente 146
5. Energieerzeugung mobil – Biokraftstoffe 146
a. Biokraftstoffstrategie der Europäischen Union 147
b. Nationale Förderstrategie Biokraftstoffe 148
c. Finanzielle Anreize 150
d. Ordnungsrecht 151
(1) Anwendungsbereich 151

(2) Inhalt der Quotenpflicht bis Ende 2014 ... 152
(3) Inhalt der Quotenpflicht ab 2015 ... 155
(4) Änderung der 10. BImSchV ... 156
6. Zwischenfazit flüssige Biomasse ... 156
VI. Querschnittsmaterien ... 157
1. Kraft-Wärme-Kopplung ... 157
a. Ordnungsrechtliche Anreize zur Nutzung von Biomasse in KWK ... 158
b. Finanzielle Anreize zur Nutzung von Biomasse in KWK ... 162
(1) KWKG ... 162
(2) EEG ... 165
(3) Verhältnis der Förderung nach KWKG und EEG in Bezug auf den Einsatz von Biomasse ... 169
(4) Steuervergünstigungen für Biomasse als Energieerzeugnis und Steuererleichterungen für den aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom ... 172
(5) Nicht-gesetzliche Förderprogramme ... 175
c. Planungsrechtliche Instrumente ... 177
d. Zwischenfazit ... 180
2. Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomasse ... 181
a. Zur Nachhaltigkeit von Biomasse im europäischen Recht ... 182
(1) Primärrechtliche Grundlage für Nachhaltigkeitsanforderungen ... 182
(2) Nachhaltigkeit von Biomasse in der Richtlinie 2009/28/EG ... 184
(a) Von den Kriterien erfasste Stoffe ... 184
(b) Das System der Nachhaltigkeitsanforderungen des Art. 17 EE-RL ... 184
(c) Die Nachweispflichten in Art. 18 EE-RL ... 188
(3) Zusammenfassung ... 191
b. Umsetzung der Nachhaltigkeitsanforderungen im nationalen Recht ... 191
(1) Nachhaltigkeitsvorgaben nach BioSt-NachV und BioKraft-NachV ... 191
(a) Anwendungsbereich der Verordnungen ... 192
(b) Konkrete Anforderungen an Rohstoffe und Erzeugungsanlagen ... 195
(2) Formelle Nachweisführung nach BioSt-NachV und BioKraft-NachV ... 197

c. Weiterentwicklung der Nachhaltigkeitsanforderungen in Bezug auf feste und gasförmige Biomasse ... 198
VII. Sonderfall Biomethan ... 200
1. Europarechtliche Vorgaben ... 201
a. Primärrechtliche Kompetenz ... 201
b. Europarechtliche Grenzen der Biomethan-Förderung ... 202
c. Sekundärrecht ... 202
(1) Förderung der erneuerbaren Energien ... 203
(2) Förderung des Binnenmarktes ... 204
(3) Förderung von Energieeffizienz ... 205
(4) Erneuerbare Kraftstoffe im Verkehrssektor ... 206
d. Zusammenfassung ... 207
2. Biogaseinspeisung und -durchleitung ... 207
a. Sinn und Zweck der speziellen Vorschriften zur Biogaseinspeisung ... 209
b. Privilegierter Netzanschluss von Biogasanlagen nach §§ 32 f. GasNZV ... 210
(1) Verfahren zum Netzanschluss ... 210
(a) Beteiligte des Netzanschlussverfahrens ... 210
(b) Ablauf des Netzanschlussverfahrens ... 211
(2) Netzverknüpfungspunkt und Verweigerung des Netzanschlusses ... 215
(a) Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes ... 215
(b) Verweigerung des Netzanschlusses ... 217
(3) Aufstellung eines Realisierungsfahrplans ... 221
(4) Sicherstellung der Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses ... 222
(5) Kostenverteilung des Netzanschlusses ... 224
(6) Erweiterter Bilanzausgleich bei der Biogaseinspeisung, § 35 GasNZV ... 226
(a) Klassische Bilanzierung nach der GasNZV ... 227
(b) Sonderregeln für die Biogasbilanzierung ... 229
(7) Entgelte für vermiedene Netzkosten und Kostenwälzung ... 234
(8) Zwischenfazit ... 235
c. Vorschriften zum Netzzugang von Transportkunden ... 236

(1) Besondere Regelungen für den Netzzugang von Biogasanlagen 237
(a) Die Qualitätsanforderungen für Biogas 238
(b) Verweigerung des Netzzugangs 241
(2) Dienstleistungsvereinbarung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber 241
d. Der Handel mit Biogas – Transport- und Zertifikatmodell 242
e. Der europäische Grid Code Gas und Auswirkungen auf die Biogaseinspeisung . 243
3. Biogasausspeisung: Nutzungspfade des ausgespeisten Biogases 246
f. Energiesteuern 246
(1) Begünstigung von Biomethan im Verkehrssektor 246
(2) Schlechterstellung von Biomethan gegenüber Biogas im Wärmesektor 247
4. Zwischenfazit zum Sonderfall Biomethan 249
VIII. Bewertung und Fazit zu den nationalen Förderinstrumenten 250
E. Mitteilungspflichten und Informationspflichten bei der energetischen Biomassenutzung 252
I. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz 253
II. EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien 254
1. Anlagenregister 254
2. Weitere Informationspflichten nach EEG 2014 256
3. Informationspflichten nach EEG 2012 256
III. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz 257
IV. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz 257
V. EnergieStG – Energiesteuergesetz 258
VI. GasNZV – Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen 258
VII. AusglMechV – Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus 258
F. Gesamtfazit des Arbeitspakets 259

A. Einführung[1]

Ziel dieses zentralen Arbeitspakets des Vorhabens ist es, die rechtlichen Vorgaben und Förderanreize bei der energetischen Nutzung von Biomasse auf allen Stufen der Energieumwandlung, -transport und -nutzung zu betrachten.

Die energetische Nutzung von Biomasse ist an einer kaum überschaubaren Anzahl von Regelungsmaterien geregelt. Dies liegt darin begründet, dass entlang einer langen und ausdifferenzierten Wertschöpfungskette neben dem Anbau und der Gewinnung der Biomasse auch an die unterschiedlichen Nutzungsformen der Biomasse in allen Aggregatszuständen durch beschränkende Normen rechtliche Anforderungen gestellt, aber auch umfangreiche Fördermaßnahmen bereitgestellt werden. Im Rahmen dieses Arbeitspakets soll ein umfassender Überblick über diesen Rechtsrahmen gegeben werden, der sowohl kompetenzielle als auch materielle Aspekte erfasst. Dabei sollen auch die gemeinsamen Strukturen herausgearbeitet werden, die die gesetzlichen Regelungen zur Förderung der energetischen Biomassenutzung bereits heute aufweisen. Es ist zu untersuchen, ob solche Strukturen den gegenwärtigen und künftigen Herausforderungen gerecht werden oder Defizite aufweisen, so dass sie korrigiert bzw. durch neue Ansätze ersetzt werden müssen. Die Förderung der Biomassenutzung erfolgt bislang durch unterschiedliche Ansätze (finanzielle Anreize, Nutzungspflichten, Beimischungspflichten etc.). Vor diesem Hintergrund stellt sich auch die Frage, ob und wie diese unterschiedlichen Instrumente miteinander agieren. Dafür sind die einschlägigen Gesetze zu analysieren. Von großer Bedeutung ist dabei auch die Abgrenzung der Zuständigkeiten im Mehrebenensystem. Zudem werden die europäischen Entwicklungslinien und die nationale Behandlung der sich auswirkenden Vorgaben bei der Förderung der Biomassenutzung berücksichtigt. Diese können die nationale Rechtsetzung maßgeblich beeinflussen oder sogar einer nationalen Regelung entgegenstehen. Ein Abgleich mit der technischen Analyse in Arbeitspaket 1 soll zeigen, ob und welche möglichen Nutzungsformen derzeit (noch) nicht gefördert werden.

Das Arbeitspaket ist folgendermaßen aufgebaut. Zunächst wird dargestellt werden, auf welchen Kompetenzen beruhend die bestehenden biomassebezogenen Regelungen erlassen wurden und welche Ermächtigungsgrundlagen für künftige Gesetzesanpassungen genutzt werden können (unten B.). In einem weiteren Abschnitt wird untersucht, ob die verschiedenen Normwerke und Einzelregelungen von einem einheitlichen Biomasseverständnis ausgehen bzw. inwieweit mit dem Begriff Biomasse und verwandten Unterbegriffen wie Biogas und Biomethan unterschiedliche Stoffe, Stoffgruppen und Energieträger erfasst werden (un-

[1] Bei diesen Würzburger Studien Nr. 4c handelt es sich um das Arbeitspaket 3 des Vorhabens „Konsistentes Recht der energetischen Biomassenutzung“.

ten C.). Der nächste Abschnitt befasst sich mit den vielfältigen Mitteilungs- bzw. Informationspflichten in Zusammenhang mit der Nutzung von Biomasse vor allem zur Stromerzeugung, aber auch zur Einspeisung von Biomethan, die in verschiedensten Normwerken geregelt und hier dargestellt werden (unter D.). Den Schwerpunkt des Arbeitspakets bildet der Abschnitt zur Erfassung aller nationalen Fördermaßnahmen für den vielfältigen Einsatz von Biomasse in gasförmiger, fester, flüssiger oder zu Biomethan aufbereiteter Form (unter E.), bevor unter F. ein Gesamtfazit gezogen wird.

Für die Bearbeitung konnte die bis zum 30. September 2014 verfügbare Literatur berücksichtigt werden.

B. Rechtssetzungskompetenzen

I. Verfassungsrechtliche Kompetenzen

Für den Bereich der Bereitstellung von Nutzenergie durch Energieumwandlung sind insbesondere zwei Bundeskompetenzen vorhanden. So gibt Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 Grundgesetz (GG[2]) ausdrücklich eine Kompetenz für die Energiewirtschaft. Da die Nutzbarmachung der Energie aus Biomasse idR. durch Verbrennungsprozesse geschieht und damit Schadstoffemissionen verbunden sein können, ist weiterhin die Kompetenz für die Luftreinhaltung gem. Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG von großer Bedeutung.

1. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG – Recht der Wirtschaft – Energiewirtschaft

Der Bund besitzt gem. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz für das Recht der Wirtschaft, welches ausdrücklich das Recht der Energiewirtschaft einschließt. Dabei ist eine weite Auslegung angezeigt[3]. Bei der Schaffung des Kompetenztitels wurde an das 1935 erlassene EnWG[4] angeknüpft[5]. Neben Gewinnung und Weitergabe von Energie umfasst die Kompetenz auch Fragen der Energieeinsparung und Energiesicherung[6].

Als Gegengewicht des weiten Kompetenzrahmens wird vertreten, dass Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG grundsätzlich hinter jeden anderen Kompetenztitel zurücktreten muss und andere Kom-

[2] Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland in der im Bundesgesetzblatt Teil III, Gliederungsnummer 100-1, veröffentlichten bereinigten Fassung, das zuletzt durch Art. 1 des Gesetzes v. 11.07.2012 (BGBl. I S. 1478) geändert worden ist.
[3] BVerfGE 8, S. 143 (148 f.); 68, S. 319 (330); 26, S. 246 (254).
[4] Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft (Energiewirtschaftsgesetz) v. 13.12.1935 (RGBl. I S. 1451).
[5] *S. Oeter*, in: H. v. Mangoldt/F. Klein/C. Starck (Hrsg.), GG, 6. Aufl., Art. 74 Rn. 89.
[6] *S. Oeter*, in: H. v. Mangoldt/F. Klein/C. Starck (Hrsg.), GG, 6. Aufl., Art. 74 Rn. 89.

petenztitel, auch soweit sie wirtschaftliche Bedeutung entfalten, den Rückgriff auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG sperren können[7].

a. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz

Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG[8]) wurde gestützt auf die Kompetenzgrundlage des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft) erlassen.

b. EDL-G – Gesetz über Energiedienstleistungen

Das Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G[9]) wurde gestützt auf die Kompetenzgrundlage des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft) erlassen[10].

c. KWKG – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG[11]) wurde als Teil eines Maßnahmenbündels zur Minderung der CO2-Emissionen in Ergänzung der Klimavereinbarung vom 9. November 2000[12], gestützt auf die Kompetenz nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG, erlassen[13].

d. EnEG – Energieeinsparungsgesetz

Die Regelungen des Energieeinsparungsgesetzes (EnEG[14]) betreffen, wie jene der auf seiner Grundlage erlassenen aktuellen Energieeinsparverordnung (EnEV 2014[15]), solche zur Energieeinsparung. Es handelt sich hierbei um einen Teilbereich des Energiewirtschaftsrechts[16]. Wie sich aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG ausdrücklich ergibt, wird die Energiewirtschaft von der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz für das Recht der Wirtschaft erfasst. Die Kompetenzgrundlage des Bundes für das Energieeinsparungsgesetz und die Energieeinsparverordnung bildet also Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG. Auf diese wurde das Energieeinsparungsgesetz auch gestützt[17].

---

[7] *S. Oeter*, in: H. v. Mangoldt/F. Klein/C. Starck (Hrsg.), GG, 6. Aufl., Art. 74 Rn. 96.

[8] Energiewirtschaftsgesetz v. 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Art. 6 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

[9] Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen v. 04.11.2010 (BGBl. I S. 1483).

[10] BT-Drs. 17/1719, S. 14.

[11] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz v. 19.03.2002 (BGBl. I S. 1092), das durch Artikel 13 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

[12] BT-Drs. 14/7024, S. 1.

[13] BT-Drs. 14/7024, S. 9.

[14] Energieeinsparungsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung v. 01.09.2005 (BGBl. I S. 2684), das durch Art. 1 des Gesetzes v. 04.07.2013 (BGBl. I S. 2197) geändert worden ist.

[15] Energieeinsparverordnung v. 24.07.2007 (BGBl. I S. 1519), die zuletzt durch Art. 1 der Verordnung v. 18.11.2013 (BGBl. I S. 3951) geändert worden ist.

[16] *W. Müller-Kuhlmann/J. Stock*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EnEG Rn. 49 EnEG.

[17] BR-Drs. 562/09, S. 6.

2. Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG – Luftreinhaltung

Der Bund besitzt gem. Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG die konkurrierende Gesetzgebungskompetenz für das Recht der Luftreinhaltung, welche auch Regelungen betreffend der Veränderung der natürlichen Zusammensetzung der Luft umfasst[18]. Nötig ist nicht allein ein rein lokaler Bezug. Daher können Maßnahmen, welche auf den CO_2-Ausstoß einwirken, und damit den Klimaschutz[19] fördern sollen[20], auch auf diesen Kompetenztitel gestützt werden[21].

a. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz

Das Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG[22]) wurde auf Grundlage der 1972 geschaffenen[23] Bundeskompetenz gem. Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG erlassen. Von dieser Kompetenz wurde durch das Bundesimmissionsschutzgesetz umfassend Gebrauch gemacht[24]. Der verfassungsändernde Gesetzgeber sah sich zur Schaffung eines einheitlichen Kompetenztitels zur Luftreinhaltung durch die Gemeinschädlichkeit für Luftverunreinigungen veranlasst[25].

b. EEG – Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien[26]

In der Entwurfsfassung wurde der Hauptregelungszweck des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 (EEG 2009[27]) mit Klima- und Umweltschutz benannt[28] und die Verwirklichung des Schutzauftrages des Staatsziels Umweltschutz[29] gem. Art. 20a GG[30]. Als Kompetenzgrundlagen kommen Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft) und Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG (Luftreinhaltung) in Betracht[31].

Praktische Bedeutung erlangt die Abgrenzung zur spezielleren Kompetenz aber nur, wenn Art. 74 Abs. 11 GG subsidiär zu einer Kompetenz ist, an deren Nutzung durch den Bund hö-

---

[18] Vgl. § 3 IV BImSchG.
[19] BT-Drs. 16/2709, S. 15.
[20] *B. Pieroth,* in: H. Jarass/ders., GG, 13. Aufl., Art. 74 Rn. 69.
[21] BT-Drs. 15/2327, S. 13; BT-Drs. 16/2709, S. 15; BT-Drs. 15/2328, S. 9.
[22] Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung v. 17.05.2013 (BGBl. I S. 1274), das durch Art. 1 des Gesetzes v. 02.07.2013 (BGBl. I S. 1943) geändert worden ist.
[23] Durch das 30. Gesetz zur Änderung des GG v. 12.4.1972, BGBl. 1972 I S. 593.
[24] *C. Degenhart*, in: M. Sachs (Hrsg.), GG, 7. Aufl., Art. 74 Rn. 103.
[25] BT-Drs. 6/1298, S. 4.
[26] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2014) v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Art. 4 des Gesetzes v. 22.07.2014 (BGBl. I S. 1218) geändert worden ist. Bis zur Fassung 2012 war der Gesetzestitel „Gesetz für den *Vorrang* erneuerbarer Energien".
[27] Erneuerbare-Energien-Gesetz v. 25.10.2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes v. 20.12.2012 (BGBl. I 2730).
[28] BT-Drs. 14/2341, S. 1.
[29] *H. Schulze-Fielitz*, in: H. Dreier (Hrsg.), GG, 2. Aufl., Art. 20a Rn. 2.
[30] BT-Drs. 14/2341, S. 7.
[31] Zur Einordnung vgl. *F. Sösemann*, Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG (Luftreinhaltung) als Kompetenzgrundlage für EEG und EEWärmeG, ZNER 2008, S. 137 ff.

here Anforderungen gestellt werden[32]. Da aber Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG durch die Föderalismusreform von der Erforderlichkeitsprüfung des Art. 72 Abs. 2 GG freigestellt wurde[33], für die Ausübung der Kompetenz des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG aber gem. Art. 72 Abs. 2 GG weiterhin gerade diese Prüfung nötig ist, kann die Einschlägigkeit der Kompetenz nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG die Normierungsbefugnis des Bundes nicht reduzieren[34]. Für die Wirksamkeit einer Regelung ist entscheidend, ob der Bund die Kompetenz besitzt, nicht, ob er die Regelung auf die richtige Kompetenz gestützt hat[35].

Der Gesetzgeber hat die Regelung ohne Differenzierung gleichermaßen auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG und Art. 24 GG gestützt[36]. Das EEG stellt in Teilen spezielles Energiewirtschaftsrecht dar[37] und trifft ausweislich seines § 1 Regelungen, welche zwar dem Klima-und Umweltschutz dienen, aber direkt die Energieversorgung betreffen. Bei einer Abstützung auf eine einzelne Kompetenznorm ist dem primären Normzweck folgend auf die Kompetenz nach Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG abzustellen[38].

c. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (EEWärmeG[39]) wurde, gestützt auf die Kompetenzgrundlage des Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 Alt. 2 GG (Luftreinhaltung), erlassen[40].

3. Doppelabstützung

Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG[41]) bildet die Rechtsgrundlage für die nationale Umsetzung der vergemeinschafteten Kyotoverpflichtungen. Die Mitgliedsstaaten der EU haben von der Möglichkeit des Art. 4 Kyoto-Protokoll Gebrauch gemacht und sich zu einer Emissionsgemeinschaft zusammengeschlossen[42]. Die ursprünglich als 34. BImSchV geplanten Regelungen[43] können auf die Bundeskompetenz für die Luftreinhaltung gem. Art. 74

[32] *R. Stettner*, in: H. Dreier (Hrsg.), GG, 2. Aufl., Art. 74 Rn. 56; *T. Maunz,* in: ders./G. Dürig (Hrsg.), GG, 72. EGL, Juli 2014, Art. 74 Rn. 142.
[33] *S. Oeter*, in: H. v. Mangold/F. Klein/C. Starck (Hrsg.), GG, 6, Aufl., Art. 74 Rn. 161.
[34] Vgl. *R. Stettner*, in: H. Dreier (Hrsg.), GG, 2. Aufl., Art. 74 Rn. 56.
[35] *T. Maunz,* in: ders./G. Dürig (Hrsg.), GG, 72. EGL, Juli 2014, Art. 74 Rn. 52.
[36] BT-Drs. 15/2327, S. (fehlt).
[37] BT-Drs. 16/8148, S. 38.
[38] *F. Sösemann*, Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG (Luftreinhaltung) als Kompetenzgrundlage für EEG und EEWärmeG, ZNER 2008, S. 137 (139 f.).
[39] Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz v. 07.08.2008 (BGBl. I S. 1658), das zuletzt durch Art. 14 des Gesetzes21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
[40] BT-Drs. 16/8148, S. 12; zustimmend *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 49.
[41] Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 21.07.2011 (BGBl. I S. 1475), das zuletzt durch Art. 2 Abs. 45 u. Art. 4 Abs. 28 des Gesetzes v. 07.08.2013 (BGBl. I S. 3154) geändert worden ist.
[42] *R. Körner*, in: ders./H.-P. Vierhaus, TEHG, 1. Aufl., Einl. Rn. 4.
[43] *R. Körner,* in: ders./H.-P. Vierhaus, TEHG, 1. Aufl., Einl. Rn. 50 f.

Abs. 1 Nr. 24 GG sowie ergänzend auf die Bundeskompetenz für das Recht der Wirtschaft gem. Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG gestützt werden[44].

4. Weitere Kompetenzen

a. EnergieStG – Energiesteuergesetz

§ 1 Abs. 1 Satz 3 Energiesteuergesetz (EnergieStG[45]) stellt klar, dass es sich bei der Energiesteuer um eine Verbrauchssteuer handelt. Anders als bei Abgaben, setzt die Besteuerung eines Tatbestandes nicht die Regelungskompetenz in der Sache voraus[46]. Da es sich um eine Verbrauchssteuer handelt, steht gem. Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG dem Bund das Aufkommen aus dieser Steuer zu. Da dem Bund allein das Aufkommen zusteht, besitzt er gem. Art. 105 Abs. 2 GG eine konkurrierende Gesetzgebungskompetenz für die Regelung der Energiesteuer.

b. StromStG – Stromsteuergesetz

§ 1 Abs. 1 Satz 2 Stromsteuergesetz (StromStG[47]) stellt klar, dass es sich bei der Stromsteuer um eine Verbrauchssteuer handelt. Anders als bei Abgaben, setzt die Besteuerung eines Tatbestandes nicht die Regelungskompetenz in der Sache voraus[48]. Da es sich um eine Verbrauchssteuer handelt, steht gem. Art. 106 Abs. 1 Nr. 2 GG dem Bund das Aufkommen aus dieser Steuer zu. Da dem Bund allein das Aufkommen zusteht, besitzt er gem. Art. 105 Abs. 2 GG eine konkurrierende Gesetzgebungskompetenz für die Regelung der Stromsteuer.

Von den Verordnungsermächtigungen der §§ 11 und 12 StromStG hat § 11 Nr. 9 StromStG ausdrücklichen Biomassebezug. Dabei ermöglicht es § 11 Nr. 9 StromStG zur Sicherung der Gleichmäßigkeit der Besteuerung auf das Erfordernis der Ausschließlichkeit in § 2 Nr. 7 StromStG bei aus Deponie-, Klärgas oder Biomasse erzeugtem Strom zu verzichten, wenn die Zuführung anderer Energieträger technisch zwingend erforderlich ist. Ob sich die Steuerbefreiung auch auf den nicht biogenen Anteil erstreckt, wird dem Verordnungsgeber überantwortet. Die Formulierung des § 11 Nr. 9 StromStG besagt aber, dass bei Erlass der Durchführungsverordnung auch bestimmt werden kann, dass der aus den zugeführten anderen - also nicht Biomasse - Energieträgern erzeugte Strom nicht steuerfrei entnommen werden kann. Daher ist grundsätzlich von einer Befreiung auch dieser Anteile auszugehen. Von der Er-

[44] *R. Körner,* in: ders./H.-P. Vierhaus, TEHG, 1. Aufl., Einl. Rn. 55.
[45] Energiesteuergesetz v. 15.07.2006 (BGBl. I S. 1534), das zuletzt durch Art. 11 des Gesetzes v. 18.07.2014 (BGBl. I 1042) geändert worden ist.
[46] *B. Pieroth*, in: H. Jarass/ders., GG, 13. Aufl., Art. 105 Rn. 8.
[47] Stromsteuergesetz v. 24.03.1999 (BGBl. I S. 378; 2000 I S. 147), das zuletzt durch Art. 2 des Gesetzes v. 05.12.2012 (BGBl. I 2436, 2725) geändert worden ist.
[48] *B. Pieroth*, in: H. Jarass/ders., GG, 13. Aufl., Art. 105 Rn. 8.

mächtigungsgrundlage wurde bei Schaffung[49] des § 1b StromStV[50] Gebrauch gemacht. Gem. § 1b StromStV wird auf das Erfordernis der Ausschließlichkeit in § 2 Nr. 7 StromStG verzichtet, soweit eine Stromerzeugung aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse nur durch eine Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen als den vorgenannten Stoffen technisch möglich ist.

c. MAP – Marktanreizprogramm

Das Marktanreizprogramm (MAP[51]) bietet ein hocheffektives Instrument[52], um über finanzielle Förderung die Nutzung von erneuerbaren Energien im Wärmesektor zu stimulieren. Dabei erfolgt die Förderung über Zuwendungen iSv. § 23 Bundeshaushaltsplan (BHO[53]). Die rechtliche Verankerung bildete § 13 Satz 1 EEWärmeG, der einen Förderrahmen von bis zu 500 MillionenEuro pro Jahr für den Zeitraum 2009 bis 2012 vorsah. Aktuell fehlt ein mehrjähriges Fördergebot wie es § 13 Satz 1 EEWärmeG vorsah. Die Förderung im Rahmen des Marktanreizungsprogramms steht daher mehr denn je unter dem Vorbehalt der Festsetzung im jeweiligen Bundeshaushalt[54]. Im aktuellen Haushaltsjahr 2013 sind unter dem Titel 68624 des Einzelplans 16 (*BMU*) 235,17 Millionen Euro für das MAP eingestellt[55].

II. Bestehende Verordnungsermächtigungen

1. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz

Das EnWG enthält eine Reihe von Verordnungsermächtigungen. Von Bedeutung für biomassebezogene Regelungen ist § 12 Abs. 3a Satz 1 EnWG, der das BMWi ermächtigt durch Rechtsverordnung technische Anforderungen an Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie, insbesondere an Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, vorzugeben, sowie Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zu verpflichten, Anlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen worden sind, entsprechend nachzurüsten sowie anlagenbezogene Daten, die zur Durchführung und Kontrolle des Nachrüstungsprozesses erforderlich sind, bereitzustellen und auszuwerten und Regelungen zur Kostentragung zu treffen. Dabei ergeht die Rechtsverordnung gem. § 12 Abs. 3a Satz 2

[49] Art. 2 d. V. v. 20.09.2011, BGBl. I S. 1890.
[50] Stromsteuer-Durchführungsverordnung v. 31.03.2000 (BGBl. I S. 794), die zuletzt durch Art. 2 des Verordnung v. 24.07.2013 (BGBl. I S. 2763) geändert worden ist.
[51] Richtlinien zur Förderung v. Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt v. 20.07.2012, abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/ap plication/pdf/map_waerme_2012_bf.pdf (10.05.2013).
[52] *G. Wustlich* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 42.
[53] Bundeshaushaltsordnung vom 19.08.1969 (BGBl. I S. 1284), die zuletzt durch Art. 2 des Gesetzes v. 15.07.2013 (BGBl. I S. 2395) geändert worden ist.
[54] *G. Wustlich* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 157.
[55] Bundeshaushaltsplan 2013 Einzelplan 16, S. 33.

EnWG im Einvernehmen mit dem BMU, soweit Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzbetroffen sind. Darunter fallen auch Anlagen, die Energie aus Biomasse nutzbar machen.

Für den Bereich der Biomasse ist zudem die Ermächtigung zur Regelung der Bedingungen des Netzzugangs gem. § 24 Satz 1 Nr. 1 EnWG relevant. Gem. § 24 Satz 2 Nr. 3a EnWG kann die Rechtsverordnung nach § 24 Satz 1 EnWG insbesondere vorsehen, dass im Rahmen der Ausgestaltung des Netzzugangs zu den Gasversorgungsnetzen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas im Rahmen des Auswahlverfahrens bei drohenden Kapazitätsengpässen sowie beim Zugang zu örtlichen Verteilernetzen Vorrang gewährt wird. Von dieser Ermächtigungsgrundlage wurde bei Biogas betreffenden Regelungen der §§ 31 ff. Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV[56]) Gebrauch gemacht.

2. EEG 2014 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 enthält eine Reihe von Verordnungsermächtigungen. Von Bedeutung für biomassebezogene Regelungen sind die §§ 89 und 90 EEG 2014.

Die Bundesregierung wird durch § 89 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 ermächtigt, ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln, welche Stoffe im Anwendungsbereich der §§ 44 ff. EEG 2014 als Biomasse gelten. Weiterhin kann die Bundesregierung gem. § 89 Abs. 2 EGG 2014 durch Verordnung die Anforderungen an ein Massebilanzierungssystem zur Rückverfolgung von aus dem Erdgasnetz entnommenen Gas regeln. .Auf diese Kompetenz wurde die BiomasseV gestützt.

§ 90 EEG 2014 ermächtigt das BMU im Einvernehmen mit dem BMWi und dem BMELV durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Nachhaltigkeitsvorschriften für die Vergütung von Strom aus Biomasse zu regeln. Auf diese Grundlage wurde die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung[57] gestützt.

3. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz

Das Bundes-Immissionsschutzgesetz enthält eine ganze Reihe von Verordnungsermächtigungen. So ermächtigt § 37d Abs. 2 Nr. 1 BImSchG von § 37b BImSchG abweichende Bestimmungen zur Einordnung von Energieerzeugnissen als Biokraftstoffe bzw. deren teilweise oder völlige Nichtanrechnung auf die Quote. Eine weitere wichtige Verordnungsermächtigung liegt in § 37d Abs. 2 Nr. 3 BImSchG, wonach die Anrechnung auf die Quote von der

[56] Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV) v. 03.09.2010 (BGBl. I S. 1261), die zuletztdurch Art. 4 des Gesetzes v. 30.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

[57] Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung vom 23.07.2009 (BGBl. I S. 2174), die zuletzt durch Art. 17 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

nachhaltigen Produktion der eingesetzten Biomasse abhängig gemacht werden kann[58]. Weiterhin enthält § 34 Abs. 3 Satz 1 eine Verordnungsermächtigung zur Festsetzung eines Höchstgehalts an Biokraftstoffen in Kraftstoffen, welche gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen in Verkehr gebracht werden. Dadurch sollen negative Einflüsse der Biokraftstoffanteile auf vorhandene Fahrzeugtechnik vermieden werden können. Von dieser Ermächtigungsgrundlage wurde bei Erlass der 10. BImSchV Gebrauch gemacht[59].

4. EnEG – Energieeinsparungsgesetz

Das Energieeinsparungsgesetz enthält eine Reihe von Verordnungsermächtigungen. Auf Grundlage dieser Verordnungsermächtigungen[60] wurde dier EnEV 2014 (wie auch bei den Vorgängerfassungen) erlassen. Inhaltlich soll mit der EnEV 2014 die Richtlinie 2010/31/EU[61] sowie die Beschlüsse der Bundesregierung zum Energiekonzept und umgesetzt werden[62].

C. Begriffsbestimmungen für Bioenergieträger

I. Begriffsbestimmungen für Biomasse

Biomasse wird als Rechtsbegriff in einer Vielzahl von Vorschriften verwendet. Als unbestimmter Rechtsbegriff besteht dabei kein für alle Regelungen einheitliches inhaltliches Verständnis welche Stoffe und Stoffgruppen erfasst sein sollen. Das wird bereits deutlich mit Blick auf verschiedene Legaldefinitionen. Darüber hinaus findet sich selbst innerhalb einzelner Gesetze ein uneinheitlicher Gebrauch des Begriffs Biomasse. Betrachtet man die Regelungen, so lassen sich regelungstechnische Gruppen hinsichtlich der Verwendung des Begriffs Biomasse bilden. Zunächst finden sich ausdrückliche inhaltliche Konkretisierungen unmittelbar auf Normebene und zumeist auf die konkrete Regelung[63] oder das konkrete Gesetz[64] beschränkt (dazu unter I.). Neben solchen ausdrücklichen Bestimmungen innerhalb eines Normwerkes kann die inhaltliche Ausgestaltung durch Bezugnahme auf eine inhaltliche Bestimmung eines anderen Normwerkes geschehen (dazu unter II.). Die verbleibenden Regelungen nutzen den Begriff ohne ihn auf Normebene näher zu bestimmen. Dennoch lassen

[58] Zur hierauf gestützten Biokraft-NachV vgl. *H. Kahl* Kommentierung Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung, in: Das Deutsche Bundesrecht, III E 90 e, S. 45 ff., 1171. Lieferung, 2013.
[59] Vgl. § 3 II der 10. BImschV.
[60] Vgl. BR-Drs. 113/13, S. 78.
[61] Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.05.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung), ABlEU. L 153 vom 18.6.2010, S. 13, ABlEU. L 155 vom 22.6.2010, S. 61.
[62] BR-Drs. 113/13, S. 1.
[63] Etwa Art. 16 I UA 3 RL 2003/96.
[64] Etwa § 2 I Nr. 4 S. 3 EEWärmeG.

sich bei einigen systematische Bezüge zu Normtexten mit Konkretisierungen finden (dazu unter III.), während bei den restlichen Nennungen eine Ausfüllung des Begriffs der Auslegung überlassen bleibt (dazu unten IV.).

1. Legaldefinitionen

a. Richtlinie 2009/28 Erneuerbare-Energien-Richtlinie - (EERL)

Auf europäischer Ebene stellt die Richtlinie 2009/28/EG[65] den zentralen Rechtsakt bezüglich Vorgaben an die energetische Biomassenutzung dar. Darin wird gem. Art. 2 Satz 3 lit. a der Richtlinie klargestellt, dass Energie aus Biogas und Biomasse, solche aus erneuerbaren und nichtfossilen Quellen ist. Biogas und Biomasse stehen dabei gleichrangig neben Wind und Sonne, aber auch Deponie- und Klärgas. Hinsichtlich der gleichrangigen Einordnung von Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas entspricht Art. 2 Satz 3 lit. a) der RL 2009/28/EG dem Art. 2 Nr. 30 der RL 2003/54/EG[66] sowie dem Art. 2 Nr. 30 der die Richtlinie 2003/54/EG ersetzenden RL 2009/72/EG[67], wörtlich[68]. Aus der unterschiedlichen Bezeichnung „Energie aus erneuerbarer Quelle“[69] und „erneuerbare Energiequelle“[70] erwächst kein Unterschied hinsichtlich des Biomassebegriffs, denn in beiden Normen wird Biomasse gleichermaßen als erneuerbar und als Energiequelle verstanden.

Während sich aber die Energiebinnenmarktrichtlinie auf die Nennung in Art. Nr. 30 beschränkt, bestimmt Art. 2 lit. e) der RL 2009/28/EG für ihren Anwendungsbereich ferner, was unter Biomasse zu verstehen ist. Danach bezeichnet Biomasse den „biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten“[71].

Ferner bestimmt Art. 2 lit. h) der RL 2009/28/EG flüssige Biobrennstoffe als flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind

[65] Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates v. 23.04.2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG, ABlEU. L 140/16.
[66] Richtlinie 2003/54/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates v. 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG, ABlEU. L 176/37.
[67] Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates v. 03.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG, ABlEU. L 211/55.
[68] So auch Art. 2 Nr. 26 der delegierten Verordnung (EU) Nr. 244/2012 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden.
[69] Art. 2 S. 3 lit. a der RL 2009/28/EG.
[70] Art. 2 Nr. 30 der RL 2003/54/EG; Art. 2 Nr. 30 der RL 2009/72/EG.
[71] So auch Anhang 1 lit. h der Verordnung (EU) 1233/2011.

sowie Art. 2 lit. i der RL 2009/28/EG werden Biokraftstoffe als flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden, definiert.

Eine Benennung konkreter Stoffe und Stoffgruppen, wie sie die Biomasseverordnung[72] für anerkannte Biomasse und nicht anerkannte Biomasse enthält, findet sich in der Richtlinie nicht. Insbesondere durch die fehlende Ausschlussliste der Richtlinie ist deren Biomassebegriff weiter.

Bei der Abgrenzung der Energieträger ist durch die Festlegung auf nichtfossile Biomasse zu klären, welche Biomasse fossil ist. Während dies für Grünschnitt und Steinkohle leicht zu beantworten ist, handelt es sich bei Torf um einen Grenzfall. Der nationale Gesetzgeber des EEG geht davon aus, dass es bereits dem allgemeinen Sprachverständnis zu entnehmen sei, dass Torf als fossile Biomasse anzusehen ist[73].

Diese Sichtweise wird nicht in allen Mitgliedsstaaten der EU geteilt. Zumindest das Sprachverständnis in Schweden und Finnland betrachtet Torf als nicht fossil[74]. Der Unionsgesetzgeber nimmt eine eigenständige Begriffsbestimmung für das Unionsrecht vor, etwa bleibt bei der Einordnung von Torf als fossiler Energieträger im Rahmen der Energiestatistik ausdrücklich die Begriffsbestimmung iSd. Richtlinie 2009/28/EG unberührt. Art. 38 Abs. 3 der Verordnung Nr. 601/2012[75] bestimmt, dass Torf und die fossilen Anteile von Brennstoff- oder Materialgemischen nicht als Biomasse gelten. Diese Formulierung lässt eine Auslegung dahingehend zu, dass Torf zum einen nicht bereits von fossilen Brennstoffgemischen erfasst ist und zum anderen nicht bereits tatbestandlich, sondern erst durch die normative Anordnung Nichtbiomasse ist. Während die Einordnung von Torf als nichtfossile Biomasse nicht eindeutig ist, kann dies für die Frage der Förderwürdigkeit vor dem Hintergrund einer angestrebten Betonung nachhaltiger Biomassenutzung nicht fraglich sein.

Zwar ist Ziel der Richtlinie 2009/28/EG das Biomassepotential vollständig auszunutzen[76], gleichzeitig wird aber auch betont, dass es die Auswirkung der Entwässerung von Torfmooren auf die Treibhausgasemissionen zu beachten gilt[77]. Im Rahmen der Nachhaltigkeitsvorgaben des Art. 17 der RL 2009/28/EG wird gem. dessen Abs. 5 solche Biomasse nicht für die Bestimmung der Zielerreichung angerechnet, welche unter Trockenlegung von Torfmooren gewonnen wurde. Wenn bereits die Verwendung von Biomasse auf solchen Flächen als nicht nachhaltig zu betrachten ist, muss es für den Abbau des Torfs selbst erst recht gelten.

---

[72] Biomasseverordnung v. 21.06.2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Art. 12 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.
[73] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[74] *M. Kaltschmitt/H. Hartmann/H. Hofbauer*, Energie aus Biomasse, 2. Aufl., S. 2.
[75] Verordnung (EU) Nr. 601/2012 der Kommission v. 21.06.2012 über die Überwachung von und die Berichterstattung über Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates, ABlEU. L 181/30.
[76] Vgl. Erw.-gr. 24 der RL 2009/28/EG.
[77] Vgl. Erw.-gr. 72 der RL 2009/28/EG.

Im Rahmen der Energiestatistik wird Torf in Anhang B 1.1 Nr. 15 der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008[78] als fossiler Brennstoff aufgeführt. Allerdings bleibt durch diese Einordnung gem. Anhang B 1.1 Nr. 15 Satz 2 der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 die Begriffsbestimmung erneuerbarer Energieträger gemäß der Richtlinie 2009/28/EG unberührt. Diese Einordnung kann daher nur Indizwirkung entfalten.

Für die Einordnung von Torf als fossiler Energieträger spricht insbesondere, dass anders als bei sonstiger Biomassenutzung die Verwendung von Torf CO_2 freisetzt, welches natürlicherweise für mehrere tausend Jahre der Atmosphäre entzogen wäre[79].

Im Ergebnis ist Torf als fossil iSd. Richtlinie 2009/28/EG anzusehen und daher nicht Biomasse iSd. Richtlinie.

b. Richtlinie 2003/96/EG Rahmenvorschrift zur Besteuerung von Energieerzeugnissen

Art. 16 Abs. 1 UAbs. 3 der RL 2003/96/EG[80] bestimmt, dass unter Biomasse der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten zu verstehen ist[81]. Diese Bestimmung entspricht jener des Art. 2 lit. e) der RL 2009/28/EG.

c. Biomasseverordnung – Verordnung über die Erzeugung von Strom aus Biomasse

Eine zentrale untergesetzliche Konkretisierung des Biomassebegriffs findet sich in der, ausweislich ihres Aufgabenbereichs für den Anwendungsbereich der Vergütungsvorschriften des EEG erlassenen[82] Biomasseverordnung[83]. Diese regelt gem. § 1 BiomasseV nicht nur welche Stoffe als Biomasse iSd. Erneuerbare-Energien-Gesetzes gelten, sondern seit dem 1. Januar 2012[84] auch für welche Stoffe zusätzliche einsatzstoffbezogene Vergütungen in Anspruch

[78] Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 22.10.2008 über die Energiestatistik, ABlEU. L 304/1.
[79] *M. Rode/C. Schneider/G. Ketelhake/D. Reißhauer*, Naturschutzverträgliche Erzeugung und Nutzung von Biomasse zur Wärme – und Stromgewinnung, BfN Skript 136, S. 14.
[80] Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, ABlEU. L 283/51.
[81] Hinter dem abweichenden Wortlaut „Anteil" statt „Teil" in Art. 2 lit e) der RL 2009/28/EG verbirgt sich kein inhaltlicher Unterschied, wie bereits der Vergleich mit der niederländischen Sprachfassung zeigt, in welcher jeweils „afbreekbare fractie" verwendet wird.
[82] Vgl. § 1 BiomasseV.
[83] Biomasseverordnung vom 21.07.2001 (BGBl. I S. 1234), die zuletzt durch Art. 12 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist; Ermächtigungsgrundlage ist § 64a I Nr. 1 EEG.
[84] Art. 5 des Gesetzes v. 28.07.2011 zur Änderung der Biomasseverordnung (BGBl. 2011 I S. 1634).

genommen werden können. Sie geht grundsätzlich von einem weiten naturwissenschaftlichen Begriff aus[85], nennt aber auch eine nicht abschließende („insbesondere“[86]) Positivliste[87] anerkannter Biomasse. Demgegenüber enthält § 3 BiomasseV eine abschließende Negativliste[88] nicht anerkannter Biomasse. Bereits der Ausschluss von Papier und Pappe[89] lässt erkennen, dass die Definition der vergütungsfähigen Biomasse der Biomasseverordnung enger[90] als die Biomassedefinition der Richtlinie 2009/28/EG[91]. Dies bedeutet, dass die Gruppe der Stoffe, die durch das EEG vergütungsfähig sind, kleiner ist als die Gruppe der Stoffe der Biomasse, für deren Verstromung ein Anspruch auf vorrangige Einspeisung besteht[92]. Die Herausnahme von Altholz durch die Streichung von § 2 Abs. 3 Nr. 1-3 und Nr. 5 Satz 2-4 BiomasseV a.F. zum 1. Januar 2012[93] bedeutete die erste wesentliche[94] Änderung der Biomasseverordnung. Korrespondierend mit der Streichung in § 2 Abs. 3 BiomasseV wurde in § 3 Nr. 4 BiomasseV die Beschränkung des nicht als Biomasse anerkannten Altholzes auf besonders kontaminiertes Altholz gestrichen. Nunmehr ist allein Industrierestholz durch die Rückausnahme in § 3 Nr. 4 BiomasseV 2012 von der Ausschlussfiktion des § 3 BiomasseV ausgenommen.

---

[85] § 1 I BiomasseV: „*Biomasse im Sinne dieser Verordnung sind Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt“*.

[86] § 1 II BiomasseV: „*Biomasse im Sinne des Absatzes 1 sind insbesondere:*
1. Pflanzen und Pflanzenbestandteile,
2. aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen hergestellte Energieträger, deren sämtliche Bestandteile und Zwischenprodukte aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 erzeugt wurden,
3. Abfälle und Nebenprodukte pflanzlicher und tierischer Herkunft aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft,
4. Bioabfälle im Sinne von § 2 Nr. 1 der BioAbfV,
5. aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 durch Vergasung oder Pyrolyse erzeugtes Gas und daraus resultierende Folge- und Nebenprodukte,
6. aus Biomasse im Sinne des Absatzes 1 erzeugte Alkohole, deren Bestandteile, Zwischen-, Folge- und Nebenprodukte aus Biomasse erzeugt wurden“.

[87] *P. Salje*, EEG, 6. Aufl., § 27 Rn. 18; *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 17.

[88] *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 17.

[89] § 3 Nr. 5 BiomasseV.

[90] *J. Fischer,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 9 Rn. 11; *F. Ekardt/B. Hennig,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 53.

[91] *J. Fischer,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 9 Rn. 12.

[92] *F. Ekardt/B. Hennig,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 53.

[93] Art. 5 des Gesetzes v. 28.07.2011 (BGBl. I S. 1634).

[94] Die erste Änderung durch Art. 1 der ÄnderungsVO v. 09.08.2005 (BGBl. I S. 2419) hatte § 3 Nr. 9 BiomasseV dahingehend geändert, dass für die Bestimmung der tierischen Nebenprodukte nicht mehr auf das nationale Tierkörperbeseitigungsgesetz und dessen Verordnungen, sondern auf die Verordnung (EG) 1774/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 03.10.2002 mit Hygienevorschriften für nicht für den menschlichen Verzehr bestimmte tierische Nebenprodukte, ABlEU. L 273/1 verwiesen wurde. Mit dieser redaktionellen Anpassung war keine materielle Änderung verbunden.

d. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Im Bereich der Erzeugung von Wärme und Kälte gilt ein weiter Biomassebegriff. Gem. § 2 Abs. 1 Nr. 4 lit. a bis f EEWärmeG werden als Biomasse iSd. Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz nicht nur Biomasse iSd. Biomasseverordnung, sondern auch biologisch abbaubare Anteile von Abfällen aus Haushalten und Industrie, Deponiegas, Klärgas, Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung[95] und Pflanzenölmethylester anerkannt. Anders als beim Verweis auf die Klärschlämmverordnung wird nicht auf die Biomasseverordnung in der jeweils geltenden Fassung, sondern ausdrücklich auf die bis zum 31. Dezember 2011 geltende Fassung verwiesen. Dadurch schlagen die Änderungen im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 nicht auf das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz durch[96]. Bei dieser nicht dynamischen Verweisung im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz handelt es sich um eine bewusste Entscheidung des Gesetzgebers[97]. Konkreter Anlass für die gewählte Fassung war, dass auch nach der Herausnahme von Altholz aus der Biomasseverordnung eine weitere Anerkennung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes erreicht werden sollte[98]. Durch die Konstruktion einer nichtdynamischen Verweisung gelingt es, eine mögliche Anpassung der Biomasseverordnung von der Wirkung für das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz zu entkoppeln.

2. Begriffsnennung mit Verweis auf andere Norm

Neben den Normen, die über eine eigenständige Legaldefinition von Biomasse verfügen, finden sich eine Reihe von Vorschriften, in denen die inhaltliche Bestimmung durch ausdrückliche Bezugnahme auf eine inhaltliche Bestimmung eines anderen Normwerkes erfolgt. Im Folgenden werden diese verweisenden Begriffsbestimmungen betrachtet.

a. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz

Das EnWG enthält die zentralen Normen hinsichtlich der Verantwortung von Energieversorgungsunternehmen, deren Regulierung sowie den Zugang zu Netzen und Energiedienstleistungen auf allen drei Wertschöpfungsstufen zwischen Erzeugung und Vertrieb[99].

Die technischen und wirtschaftlichen Besonderheiten der Energiewirtschaft sollen durch einen ausführlichen Katalog[100] von Begriffsbestimmungen in § 3 EnWG erfasst werden. Da-

[95] Klärschlammverordnung v. 15.04.1992 (BGBl. I S. 912), die zuletzt durch Art. 5 Abs. 12 des Gesetzes v. 24.02.2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist.
[96] *G. Wustlich,* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 EEWärmeG Rn. 38a.
[97] Art. 7 Nr. 1 des Gesetzes v. 28.07.2011 (BGBl. I S. 1634).
[98] BT-Drs. 17/6071, S. 101.
[99] *C. Theobald*, in: W. Danner/ders. (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 3 EnWG Rn. 2.
[100] Dabei enthält die Nummerierung der Begriffe keine über eine alphabetische Sortierung hinausgehende Systematik.

bei bringt der hohe Grad an europäischem Einfluss[101] mit sich, dass die Auslegung immer auch die jeweiligen unionsrechtlichen Begriffe beachten muss[102]. So wird in Umsetzung von Art. 1 Abs. 2 der RL 2009/73/EG in § 3 Nr. 19a EnWG bestimmt, dass Gas iSd. Energiewirtschaftsgesetzes gleichermaßen Erdgas und Biogas[103] erfasst. Einschränkungen erfährt Biogas beim Netzzugang insofern, als gem. § 19 Abs. 3 Satz 2 EnWG zur Netzverträglichkeit eine Beschaffenheit des Biogases notwendig ist, die technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit eine Einspeisung ermöglicht. Auf die eingesetzte Biomasse hat dies jedoch keine den Begriff beschränkende Wirkung.

Während das Energiewirtschaftsgesetz nach § 3 Abs. 18b EnWG bei der Bestimmung der erneuerbaren Energien auf die Bestimmung in § 5 Nr. 14 EEG 2014 verweist, enthält es für Biogas mit § 3 Nr. 10c EnWG eine eigene Begriffsbestimmung, welche erst im Ausschuss den Weg in den Entwurf fand[104]. Biogas ist demnach Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas. Durch die Aufnahme von Grubengas ist Biogas iSd. Energiewirtschaftsgesetzes nicht ausschließlich Nichtfossil. Dagegen fehlt eine eigene Bestimmung des Biomassebegriffs ebenso wie ein ausdrücklicher Verweis auf den Biomassebegriff des EEG. Seit der Energiewirtschaftsgesetz-Novelle 2011[105] umfasst Biogas iSd. Energiewirtschaftsgesetzes gem. § 3 Nr. 10c EnWG aE. auch synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen. Ein Grund für den Bezug auf die Richtlinie 2009/28/EG kann in der mit der Energiewirtschaftsgesetz-Novelle 2011 beabsichtigten Umsetzung der Richtlinien 2009/72/EG und 2009/73/EG[106] gesehen werden, setzen doch die Regelungen der Richtlinie 2009/72/EG das Begriffsverständnis der Richtlinie 2009/28/EG voraus. Was unter Gas aus Biomasse zu verstehen ist wird im Energiewirtschaftsgesetz nicht weiter ausgeführt. Es wird vertreten, dass es sich um eine begriffliche Anlehnung an Biomasse iSd. Erneuerbaren-Energien-Gesetzes handelt[107], dafür spricht etwa der Verweis in § 3 Nr. 18b EnWG.

---

[101] Insb.: Richtlinie 2009/72/EG; Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.07.2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG (GasRL), ABlEU. L 211/94.

[102] *C. Theobald*, in: W. Danner/ders. (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 3 EnWG Rn. 1.

[103] IVm. § 3 Nr. 10c EnWG wird auch Biomethan miterfasst.

[104] Vgl. BT-Drs. 15/5268, S. 13.

[105] Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften (EnWNG) v. 26.07. 2011 (BGBl. I S. 1554).

[106] BT-Drs. 17/6072, S. 1.

[107] *S. Merk*, Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 105 unter Bezugnahme auf *N. Graßmann*, Die vorrangige Einspeisung von Biogas in die Erdgasnetze – Rechtliche Grundlagen in Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung, ZNER 2006, S. 12 (15).

b. EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 bildet für den Strombereich das zentrale Gesetzgebungswerk zur Förderung der erneuerbaren Energien. Ausweislich § 2 Abs. 2 EnWG besitzen die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 grundsätzlich Vorrang gegenüber jenen des Energiewirtschaftsgesetzes. Der ausdrückliche Geltungsvorbehalt bezüglich der Regelungen zur Systemverantwortung der Übertragungsnetzbetreiber gem. § 13 EnWG hat keine Auswirkung auf den Biomassebegriff.

Im Rahmen seiner Begriffsbestimmungen in § 5 EEG 2014 wird Biomasse nicht in einer eigenen Nummer legaldefiniert. Der Gesetzgeber hat den Begriff Biomasse bewusst nicht abschließend definiert[108]. Dem Erneuerbare-Energien-Gesetz fehlt nicht nur eine Legaldefinition[109], vielmehr enthält es gleich zwei unterschiedliche Biomassebegriffe[110]. Zunächst wird bei der Bestimmung von erneuerbaren Energien in § 5 Nr. 14 EEG 2014 Energie[111] die Biomasse einschließlich Biogas, Biomethan, Deponiegas und Klärgas sowie aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie genannt. In § 5 Nr. 14 EEG 2014 wird dabei Biomasse als Oberbegriff[112], d.h. allgemeiner Begriff verwendet, der sowohl biogene Energieträger festen, flüssigen und gasförmigen Aggregatzustandes[113], als auch verschiedene Stoffgruppen[114] erfassen soll[115]. Dabei wird der weite[116] Biomassebegriff der Richtlinie 2009/28/EG zugrunde gelegt[117]. Dies zeigt sich etwa daran, dass im Erneuerbare-Energien-Gesetz, ebenso wie in der Richtlinie 2009/28/EG Biogas gesondert als von Energie aus Biomasse eingeschlossen genannt wird[118]. Bei der Bestimmung, welche Stoffe als biologisch abbaubarer Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie erfasst sind, richtet sich die Einordnung als Abfall nach den abfallrechtlichen Bestimmungen[119]. Die eingesetzten Abfälle müssen vorsortiert und kontrolliert werden[120]. Trotz des für die Biomasseverstromung zu beachtenden Ausschließlichkeitsprinzips[121] wird ein 10 prozentiger Restanteil sonstigen

[108] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[109] *S. Gerstner,* in: ders. (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, 1. Aufl., S. 231 Rn. 22.
[110] *F. Ekardt/B. Hennig,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 53.
[111] Entsprechend dem Regelungsbereich umfasst Energie iSd. EEG 2014 nur Strom, während § 3 Nr. 14 EnWG mit Energie gleichermaßen Strom und Gas erfasst. Ausweislich der Gesetzesbegründung sollte die Ergänzung „Energie aus" Biomasse keine inhaltliche Änderung zum Biomassebegriff im EEG 2000 bezwecken, sondern die Eigenschaft von Biomasse als Energieträger hervorheben (BT-Drs. 15/2864, S. 29).
[112] *F. Ekardt/B. Hennig,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg, EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 53.
[113] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[114] *F. Ekardt/B. Hennig,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 53.
[115] BT-Drs. 16/8148, S. 39
[116] *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 16.
[117] *J. Fischer,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 9 Rn. 12.
[118] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[119] *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 19.
[120] *F. Ekhardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 55.
[121] *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 19.

Abfalls als tolerabel erachtet[122]. Nicht nur das Ausschließlichkeitsprinzip, sondern auch bereits die abfallrechtlichen Vorschriften machen eine Sortierung von Abfällen vor deren energetischer Verwertung nötig[123].

Daneben kann im Rahmen der finanziellen Förderung der Stromproduktion durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 auch Strom aus Biomasse gefördert werden, § 19 Abs. 1 iVm. §§ 44 ff. EEG 2014. Unter Biomasse wollte der Gesetzgeber in diesem Regelungsregime allgemein biologisch abbaubare Erzeugnisse, Rückstände und Abfälle pflanzlichen und tierischen Ursprungs aus der Landwirtschaft, der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige verstanden wissen[124]. Allerdings hat der Gesetzgeber bewusst auf eine abschließende Definition im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 verzichtet[125] und dies in den untergesetzlichen Bereich verschoben. Voraussetzung für die finanzielle Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 ist nämlich, dass es sich um Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung handelt. Die Möglichkeit, durch Rechtsverordnung Anforderungen an die vergütungsfähige Biomasse zu stellen, sah bereits das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000 vor[126]. Auch ohne ausdrückliche Normierung soll sich bereits aus dem allgemeinen Sprachgebrauch und Zweck des EEG[127] ergeben, dass fossile Brennstoffe wie Kohle, Öl, Gas und Torf nicht als Biomasse anzusehen sind[128]. Hintergrund ist, dass diese Stoffe sich nicht in überschaubaren Zeiträumen regenerieren[129].

Wie oben (vgl. unter C.I.1.a.) gezeigt, ist der Biomassebegriff der Biomasseverordnung enger als jener der Richtlinie 2009/28/EG. Ein Verstoß gegen europarechtliche Vorgaben liegt jedoch nicht vor, da sich das enge Begriffsverständnis nur auf die Vergütungsvorschriften bezieht, für welche die Richtlinie 2009/28/EG keine bestimmten Vorgaben macht und damit den Mitgliedstaaten große Freiheiten belässt. Soweit sich Einschränkungen des Biomassebegriffs allein aus der Biomasseverordnung ergeben, gelten diese nicht für sonstige Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014[130], namentlich für vorrangigen Netzanschluss nach § 8 EEG 2014, den Anspruch auf vorangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11 Abs. 1 iVm. § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 im Falle der sonstigen Direktvermarktung sowie dem Einspeisemanagement nach § 14 EEG 2014. Hier bleibt es bei der Grundfestlegung des

[122] *P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 3 Rn. 61.
[123] Vgl. § 9 I Kreislaufwirtschaftsgesetz v. 24.02.2012 (BGBl. I S. 212), das zuletzt durch § 44 Abs. 4 des Gesetzes v. 22.05.2013 (BGBl. I S. 324) geändert worden ist.
[124] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[125] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[126] § 2 I 2 EEG 2000.
[127] Vgl. § 1 EEG 2014 *„…fossile Ressourcen zu schonen…“*.
[128] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[129] BT-Drs. 16/8148, S. 39.
[130] *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 16; *D. Müller*, Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2012, S. 22 (29).

§ 5 Nr. 14 EEG 2014, wonach Energie aus Biomasse zu den erneuerbaren Energien iSd. Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 gehört. Damit ist den Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG nach deren Art. 16 Abs. 2 lit. a), b) und c) Genüge getan.

Ferner werden Biogas und Biomethan bestimmt. Biogas ist gem. § 5 Nr. 7 EEG 2014 durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnenes Gas. Durch die ausdrückliche Bindung an die Entstehung durch anaerobe Vergärung werden andere Bereitstellungsprozesse, wie etwa Holzvergasung[131], vom Biogasbegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 ausgeschlossen. Biomethan ist gem. § 5 Nr. 8 EEG 2014 aufbereitete und ins Erdgasnetz eingespeiste gasförmige Biomasse, insb. aufbereitetes Biogas. Sofern Biogas zu Biomethan veredelt wurde, bleibt es zugleich auch Biogas iSv. § 5 Nr. 7 EEG 2014[132]. Konstitutiv für Biogas und Biomethan iSd. Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 ist daher die Gewinnung aus Biomasse. Das zeigt sich auch darin, dass bei der Bestimmung von erneuerbaren Energien in § 5 Nr. 14 EEG 2014 Biomethan und Biogas als von Energie aus Biomasse eingeschlossen erklärt werden.

(1) Biokraft-NachV

Gem. § 2 Abs. 1 Satz 2 Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV[133]) ist Biomasse im Sinne dieser Verordnung mit Biomasse iSd. Biomasseverordnung in der jeweils geltenden Fassung gleichzusetzen.

(2) BioStr-NachV

Gem. § 2 Abs. 1 Satz 1 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung ist Biomasse im Sinne dieser Verordnung mit Biomasse iSd. Biomasseverordnung in der jeweils geltenden Fassung gleichzusetzen.

c. GasNZV – Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen

Die Gasnetzzugangsverordnung enthält Detailregelungen über den Zugang zum Gasnetz. Dabei enthalten die §§ 31-37 GasNZV Spezialvorschriften für Biogas. Wie sich aus dem Verweis des § 32 Nr. 1 GasNZV ergibt, ist für die Bestimmung des Biogasbegriffs iSd. Gasnetzzugangsverordnung die Bestimmung des § 3 Nr. 10c EnWG maßgeblich. Hinsichtlich der für die Einspeisung nötigen chemischen und physikalischen Qualität sind gem. § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV die Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260 und G 262 des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfachs e. V. maßgeblich.

---

[131] *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 29.
[132] BT-Drs. 17/6071, S. 60.
[133] Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung vom 30.09.2009 (BGBl. I S. 3182), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 20.11.2014 (BGBl. I S. 1740) geändert worden ist.

d. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz

Für den Transportbereich sind die Regelungen zu den Biokraftstoffen von großer Bedeutung. Hierzu enthält der zweite Abschnitt des dritten Teils des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (§§ 37a ff. BImSchG) Vorgaben zu Biokraftstoffen. Was unter Biokraftstoffen zu verstehen ist, regelt § 37b BImSchG. Biokraftstoffe sind demnach gem. § 37b Satz 1 BImSchG Energieerzeugnisse, die ausschließlich aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung in der jeweils gültigen Fassung bestehen. Der Biomassebegriff des BImSchG ist durch einediese direkte Verweisung auf die BiomasseV identisch mit jenem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Soweit es sich um Energieerzeugnisse aus teilweise auch sonstiger Biomasse oder anderen Stoffen handelt, gelten diese gem. § 37b Satz 2 BImSchG in der Höhe ihres Anteils von Biomasse iSd. Biomasseverordnung als Biokraftstoffe. Die weiteren Vorgaben des § 37b Satz 3 bis 8 BImSchG fordern eine qualitative Vergleichbarkeit mit fossilen Kraftstoffen. Diese Vorgaben haben daher keine Regelungsrichtung bezüglich der verwendeten Biomasse, sondern zielen auf für die praktische Verwendung notwendigen Voraussetzungen ab.

e. EDL-G – Gesetz über Energiedienstleistungen

Das Gesetz über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen enthält Vorgaben für die öffentliche Hand (§ 1 Nr. 3 EDL-G) sowie bestimmte Private (§ 1 Nr. 1 und 2 EDL-G) zu Energieeinsparzielen (§ 3 EDL-G) und Informationspflichten (§ 4 EDL-G) mit dem Ziel, die Effizienz der Energienutzung in Deutschland zu steigern. Dies dient der Umsetzung der Richtlinie 2006/32/EG[134] über Energieeffizienz. Energie iSd. Gesetzes über Energiedienstleistungen ist gem. § 2 Nr. 3 EDL-G ohne Abstufung jede handelsübliche Energieform einschließlich Biomasse iSd. Biomasseverordung. Diese Bestimmung entspricht wörtlich der Begriffsbestimmung in Art. 3 lit. a der RL 2006/32/EG, wobei diese natürlich nicht auf Biomasse iSd. Biomasseverordung sondern auf Biomasse iSd. Der alten Richtlinie 2001/77/EG[135] verweist. Zwar verweist die neue Richtlinie 2012/27/EU[136], welche die Richtlinie 2006/32/EG abgelöst hat, auf die Richtlinie 2009/28/EG , doch sind nun direkt nach Art. 2 Nr. 1 Richtlinie 2012/27/EU ausdrücklich alle Formen von Energie aus erneuerbaren Quellen erfasst.

Damit bleibt die Bezugnahme auf Biomasse iSd. Biomasseverordnung innerhalb des weiten europarechtlichen Rahmens.

---

[134] Richtlinie 2006/32/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 05.04.2006 über Endenergieeffizienz und Energiedienstleistungen und zur Aufhebung der Richtlinie 93/76/EWG des Rates, ABlEU. L 114/64.

[135] Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, ABlEU. L 283/33.

[136] Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25.10.2012 zur Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG, ABlEU. L 315/1.

f. TEHG – Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz

Das Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (TEHG) schafft den nationalen Rechtsrahmen für die Umsetzung des internationalen Treibhausemissionshandelssystems. Die Vorschriften gelten gem. § 2 Abs. 1 Satz 1 TEHG für die in Anhang 1 Teil 2 TEHG genannten Tätigkeiten.

Erfasst sind damit auch Anlagen, die Biogas verbrennen[137].

Allerdings gilt das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz gem. § 2 Abs. 5 Nr. 2 TEHG nicht für Anlagen, die nach § 4 Abs. 1 Satz 3 BImSchG genehmigungsbedürftig sind und bei denen nach ihrer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung, außer für Zwecke der Zünd- und Stützfeuerung, als Brennstoff nur Klärgas, Deponiegas, Biogas oder Biomasse im Sinne des Artikels 2 Abs. 2 Satz 2 Buchstabe a und e der RL 2009/28/EG in der jeweils geltenden Fassung eingesetzt werden darf. Anlagen, die ausschließlich Biomasse nutzen, wurden bewusst vom Anwendungsbereich des THG-Handels ausgenommen, um eine Doppelförderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz zu vermeiden[138].

Da der Begriff Biomasse ausschließlich in § 2 Abs. 5 Nr. 2 TEHG zu finden ist, entspricht der Biomassebegriff des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes durch den direkten Verweis jenem der Richtlinie 2009/28/EG.

g. StromStG – Stromsteuergesetz

Gem. § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG unterliegt Strom aus erneuerbaren Energieträgern unter bestimmten Voraussetzungen nicht der Stromsteuer. Die Begriffsbestimmung der begünstigten erneuerbaren Energieträger erfolgt in § 2 Nr. 7 StromStG. Die Aufzählung von Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Erdwärme, Deponiegas, Klärgas oder Biomasse entspricht jener in § 5 Nr. 14 EEG 2014[139]. Zwar ist Biogas, anders als Deponie- und Klärgas, nicht eigenständig genannt, doch entspricht die Formulierung der geltenden Fassung jener des Gesetzesentwurfes aus dem Jahr 1999[140]. Deren Aufzählung der erneuerbaren Energieträger entsprach bewusst jener des § 1 Stromeinspeisungsgesetz[141], also dem Begriffsverständnis des EEG-Vorgängergesetzes[142]. Da der Gesetzgeber einen Gleichlauf von Stromsteuergesetz und dem Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche

[137] Anhang 1 Teil 2 Nr. 3, 5 und 6 TEHG.
[138] *U. Neuser,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 2 TEHG Rn. 25.
[139] Und damit der RL 2009/28/EG.
[140] BT-Drs. 14/40, S. 3.
[141] Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) v.7.12.1990 (BGBl I S. 2633) (BGBl III 754-9) zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts v. 24.04.1998 (BGBl I S.730, 734).
[142] BT-Drs. 14/40, S. 11.

Netz[143] beabsichtigte, liegt es grundsätzlich nahe das Begriffsverständnis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zugrunde zu legen[144]. Hinsichtlich des Biomassebegriffs trifft das Stromsteuergesetz selbst allerdings keine weiteren Bestimmungen. Ein ausdrücklicher Verweis auf die Biomasseverordung, wie er bei der Bestimmung der Biokraftstoffe in § 1a Satz 1 Nr. 13a EnergieStG enthalten ist, fehlte bislang (vgl. aber nun § 1b Abs. 2 StromStV, dass Biomasse i.S.v. § 2 Nr. 7 StromStG). Aus der sachlichen Nähe der Regelungsbereiche wurde daher eine analoge Bezugnahme auf die Biomasseverordung als vertretbar angesehen[145]. Gleichwohl wurde auch von einer Erfassung von Altholz ausgegangen[146]. Demgegenüber hatte sich der BFH gegen eine Übertragbarkeit von Begriffsbestimmungen aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz auf solche des Stromsteuergesetzes ausgesprochen[147]. Seit einer Änderung im Jahr 2013[148] bestimmt § 1b Abs. 2 StromStV allerdings, dass Biomasse iSv. § 2 Nr. 7 StromStG ausschließlich aus Stoffen besteht, die durch die Biomasseverordnung in der jeweils geltenden Fassung als Biomasse anerkannt werden. Grundsätzlich muss die Strombereitstellung dabei ausschließlich aus Biomasse erfolgen. Vom Ausschließlichkeitsprinzip wird gem. § 1b Abs. 1 StromStV für Strom aus Deponiegas, Klärgas oder Biomasse abgesehen, soweit die Stromerzeugung nur durch eine Zünd- oder Stützfeuerung mit anderen als den vorgenannten Stoffen technisch möglich ist. Für Altanlagen bestimmt § 1b Abs. 2 Satz 2 StromStV, dass, soweit die Inbetriebnahme vor dem 1. Januar 2013 erfolgt, für eingesetztes Altholz weiterhin die Biomasseverordnung in der am 31. Dezember 2012 geltenden Fassung gilt. Damit gilt für diese Altanlage weiterhin die Steuerbefreiungsmöglichkeit nach § 2 Nr. 7 StromStG. Dadurch wird ein Gleichlauf des Biomassebegriffs im Stromsteuergesetz und den Vergütungsvorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sichergestellt.

3. Verständnis anderer Norm vorausgesetzt

a. Richtlinie 2009/72/EG – Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie (EltRL)

Die Richtlinie 2009/72/EG nennt in Art. 2 Nr. 30 auch Biomasse und Biogas als erneuerbare, nichtfossile Energiequellen. Da der Wortlaut dem von Art. 2 lit. a der Richtlinie 2009/28/EG entspricht, Einzelvorschriften der Richtlinie 2009/72/EG Bezug auf die Richtlinie 2009/28/EG nehmen[149] und zudem Art. 2 Satz 1 der Richtlinie 2009/28/EG bestimmt, dass für ihre Zwecke die Begriffsbestimmungen der Richtlinie 2003/54/EG, also der Vorgängerrichtlinie der

[143] So der Langtitel des Stromeinspeisungsgesetzes.
[144] So auch *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 2 StromStG Rn. 77.
[145] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 2 StromStG Rn. 77.
[146] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 2 StromStG Rn. 78.
[147] BFH, B. v. 9.9.2011 – VII R 75/10, darin wird eine Übertragung des Anlagenbegriffs abgelehnt.
[148] Art. 2 der zweiten Verordnung zur Änderung der Energiesteuer- und der Stromsteuerdurchführungsverordnung v. 24.07.2013 (BGBl. 2013 I S. 2763).
[149] Art. 7 II lit. j; Art. 15 III.

Richtlinie 2009/72/EG, gelten, kann davon ausgegangen werden, dass der Biomassebegriff der Richtlinie 2009/72/EG jenem der Richtlinie 2009/28/EG entspricht.

b. AusglmechV – Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus

Die Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV[150]) enthält in § 7 Abs. 1 Nr. 2 eine Veröffentlichungspflicht für Strommengen u.a. aus Biomasse. Eine eigene Bestimmung des Biomassebegriffs findet nicht statt. Da aber die Verordnung auf Grund von § 64 Abs. 3 EEG (vom 25. Oktober 2008, BGBl. I S. 2074) erlassen wurde, ergibt sich bei systematischer Betrachtung, dass unter der genannten Biomasse solche iSd. EEG und zwar solche iSd. Biomasseverordnung erfasst ist, da die AusglMechV nach § 2 AusglMechV nur für nach nach den § 19 Abs 1 Nr. 2 bis § 32 sowie den §§ 37 bis 55 vergüteten Strom aus Biomasse gilt.

c. EnergieStG – Energiesteuergesetz

Das Energiesteuergesetz selbst enthält keinen umfassenden Biomassebegriff. Durch das Energiesteuergesetz werden bestimmte Energieerzeugnisse mit einer Verbrauchssteuer belegt. Eine eigene Definition von Biomasse ist nicht enthalten. Vielmehr knüpft die Besteuerung an einzelne Energieträger an. Diese werden z.T. mit Verweis auf die Biomasseverordnung bestimmt. So bestimmt § 1a Nr. 13a Satz 1 EnergieStG Biokraft- und Bioheizstoffe als Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung in der jeweils geltenden Fassung. Allerdings begrenzt § 1a Nr. 13a Satz 2 EnergieStG die Ausschließlichkeitsanforderung, indem Energieerzeugnisse, die anteilig aus Biomasse hergestellt werden, in Höhe dieses Anteils als Biokraft- oder Bioheizstoffe gelten. Es wird also dem praktischen Einsatz von nicht ausschließlich aus Biomasse gewonnenen Energieträgern Rechnung getragen.

§ 1a Nr. 14 EnergieStG stellt klar, dass Erdgas iSd. des Energiesteuergesetzes gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe nicht miterfasst. Sie gehören dagegen ausdrücklich zu den gasförmigen Kohlenwasserstoffen iSv. § 1a Nr. 16 EnergieStG[151].

Hingegen sind Brennholz und Holzkohle keine Energieerzeugnisse iSv. § 1 EnergieStG und unterliegen daher nicht der Energiesteuer[152].

[150] Ausgleichsmechanismusverordnung v. 17.07.2009 (BGBl. I S. 2101), die zuletzt durch Artikel 16 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist.
[151] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 1a Rn. 2.
[152] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 1 Rn. 25.

4. Bloße Begriffsnennung

a. Richtlinie 2009/73/EG Gasbinnenmarktrichtlinie - GasRL

Die Richtlinie 2009/73/EG ermuntert die Mitgliedsstaaten konkrete Maßnahmen zur umfassenderen Nutzung von Biogas und Gas aus Biomasse zu ergreifen[153] und deren Erzeugern gleichberechtigten Zugang zum Gasnetz zu gewährleisten - sofern ein solcher Zugang mit den geltenden technischen Vorschriften und Sicherheitsstandards dauerhaft vereinbar ist[154]. Dazu bestimmt Art. 1 Abs. 2 der RL 2009/73/EG, dass die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas auch in nichtdiskriminierender Weise für Biogas und Gas aus Biomasse oder anderen Gasarten gelten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren. Eine eigenständige Begriffsbestimmung für Biogas, Gas aus Biomasse oder Biomasse erfolgt nicht. Auch ein Verweis auf die Richtlinie 2009/28/EG findet sich weder bei der Begriffsbestimmung, noch ausdrücklich in anderen Teilregelungen.

Allerdings wird gem. Art. 40 lit. d RL 2009/73/EG die Einbindung solchen Gases aus erneuerbaren Energieträgern ins System und gem. Art. 40 lit. e RL 2009/73/EG die Beseitigung von Hindernissen für die Einspeisung von Gas aus erneuerbaren Energieträgern als durch die Regulierungsbehörden zu beachtende Ziele genannt. Dabei unterbleibt aber eine Bestimmung der erneuerbaren Energieträger oder ein ausdrücklicher Verweis auf die Richtlinie 2009/28/EG.

Anders als die Richtlinie 2009/72/EG enthält die Richtlinie 2009/73/EG also keine Rückbindung an die Richtlinie 2009/28/EG.

b. Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden

Nachdem sich die Vorgängerrichtlinie 2002/91/EG[155] in Art. 5 UAbs. 2 auf die Nennung von „erneuerbaren Energieträgern“ beschränkt hatte, enthält nun Art. 2 Nr. 6 der Richtlinie 2010/31/EU[156] die zur Richtlinie 2009/28/EG wortgleiche Bestimmung von Biomasse und Biogas als Quellen für Energie aus erneuerbaren Quellen. Die Regelungen der Gebäudegesamteffizienzrichtlinie stehen mit ihrem Blick auf die Treibhausgasemissionsreduktionsziele[157] in bewusst enger Beziehung zur Richtlinie 2009/28/EG[158]. Art. 9 Abs. 3 lit. c der RL 2010/31/EU nimmt bei der Bestimmung von Pflichtinhalten der nationalen Pläne zur Erhö-

[153] Erw.-gr. 26 der RL 2009/73/EG.
[154] Erw.-gr. 41 der RL 2009/73/EG.
[155] Richtlinie 2002/91/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 16.12.2002 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden, ABlEU. L 1/65.
[156] Richtlinie 2010/31/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19.05.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden (Neufassung), ABlEU. L 153/13.
[157] Erw.-gr. 5 der RL 2010/31/EU.
[158] Erw.-gr. 3 und 5 der RL 2010/31/EU.

hung der Zahl der Niedrigstenergiegebäude ausdrücklich Bezug auf die in Art. 13 Abs. 4 der RL 2009/28/EG festgelegten Anforderungen. Aufgrund des sprachlichen Gleichlaufs und der engen inhaltlichen Verknüpfung ist davon auszugehen, dass der Biomassebegriff der Richtlinie 2010/31/EU dem der Richtlinie 2009/28/EG entspricht.

c. KWKG – Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz dient insbesondere der Förderung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung, § 1 KWKG, also der gleichzeitigen Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage, § 3 Abs. 1 Satz 1 KWKG. Dabei ist Biomasse gem. § 2 Satz 1 KWKG neben anderen abschließend genannten[159] Energieträgern eine mögliche Basis zur Produktion von erfasstem KWK-Strom. Eine eigene Bestimmung des Biomassebegriffs enthält das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz nicht. Mangels eines ausdrücklichen Verweises auf die Biomasseverordnung ist weder direkt noch analog die Übernahme der einschränkenden Voraussetzungen der Biomasseverordnung auf Biomasse iSd. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes angezeigt[160]. Im Gegenteil[161] kann, wie die Einbeziehung etwa von Altholz zeigt, die vergütungsfähige Biomasse iSd. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes weiter sein als die vergütungsfähige Biomasse des Erneuerbare-Energien-Gesetzes[162]. Zwar sah der Regierungsentwurf keine ausdrückliche Nennung von Biomasse vor[163], doch sollte Biomasse von § 2 Satz 1 KWKG-Entwurf erfasst sein[164].

Die zum Zwecke der Verhinderung einer Mehrfachbegünstigung bestehende Beschränkung[165] des Anwendungsbereichs nach § 2 Satz 2 KWKG greift nicht bereits bei grundsätzlich möglicher EEG-Vergütung, sondern erst, wenn eine solche Vergütung tatsächlich erfolgt[166]. Dieser Ausschluss gilt aber nicht endgültig, sondern auch in zeitlicher Hinsicht nur solange eine tatsächliche Vergütung erfolgt[167]. Zudem begrenzt § 2 Satz 2 KWKG den Anwendungsbereich nur für betroffenen KWK-Strom, daher ist auch in Fällen einer Stromvergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz die im Rahmen der gekoppelten Produktion anfallende Wärme weiterhin vom Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz erfasst[168]. Dadurch bleibt eine gleich-

[159] *A. Topp*, in: F. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 3. Aufl., § 2KWKGModG Rn. 6.
[160] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 KWKG Rn. 1.
[161] *A. Topp*, in: F. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 3. Aufl., § 2KWKGModG Rn. 11.
[162] *A. Topp*, in: F. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 3. Aufl., § 2KWKGModG Rn. 9.
[163] BT-Drs. 14/7024, S. 5.
[164] BT-Drs. 14/7024, S. 10.
[165] BT-Drs. 14/7024, S. 9.
[166] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 KWKG Rn. 2.
[167] *A. Topp*, in: F. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 3. Aufl., § 2KWKGModG Rn. 15.
[168] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 KWKG Rn. 2.

zeitige Förderung des Aus- und Neubaus von Wärmenetzen möglich[169]. Im Gesetzgebungsverfahren wurde der Begriff Biomasse ausdrücklich in die Auflistung des § 2 Satz 1 KWKG aufgenommen, um auch umfassend Biomasse, die nicht in den Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes fällt, in den Anwendungsbereich des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes aufzunehmen[170].

Allerdings fällt Strom, der nach § 19 EEG 2014 finanziell gefördert wird gemäß § 2 Satz 2 KWKG nicht in den Anwendungsbereich des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes. Entsprechend ist der Anwendungsbereich des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes nicht eröffnet, wenn die Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 34, 35 EEG 2014 oder zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen erfolgt[171]. Dementsprechend ist aber für die sonstigen Formen der Direktvermarktung iSd. § 20 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 der Anwendungsbereich des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes eröffnet. Infolgedessen kann das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz etwa neben § 54 EEG 2014 Anwendung finden. Denn die Flexibilitätsprämie kann gem. § 54 Satz 1 EEG 2014 direkt, und damit ohne Inanspruchnahme der Marktprämie, für vermarkteten Strom verlangt werden.

d. EnEV – Energieeinsparungsverordnung

Die Verordnung über energiesparenden Wärmeschutz und energiesparende Anlagentechnik bei Gebäuden (Energieeinsparungsverordnung 2014) enthält in § 2 Nr. 6 EnEV 2014 die Begriffsbestimmungen, dass im Sinne dieser Verordnung erneuerbare Energien solare Strahlungsenergie, Umweltwärme, Geothermie, Wasserkraft, Windenergie und Energie aus Biomasse sind. Die Energieeinsparungsverordnung 2009[172] enthielt keine über die Nennung in § 2 Nr. 6 EnEV 2014 hinausgehende inhaltliche Bestimmung des Biomassebegriffs[173]. Gleiches gilt für die Gesetzesbegründung[174]. Inhaltlich sollen die Vorgaben der Richtlinie 2002/91/EG über die Gesamteffizienz von Gebäuden eins zu eins umgesetzt worden sein[175]. Diese wurde durch die Richtlinie 2010/31/EU neu gefasst, ohne dass damit eine Änderung hinsichtlich der Umsetzungspflichten und -ziele angestrebt wurde[176]. Nachdem sich die

[169] *A. Topp*, in: F. Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, 3. Aufl., § 2KWKGModG Rn. 16 .
[170] BT-Drs. 14/8059, S. 10.
[171] Die Abgrenzung zum KWKG wurde durch Art. 11 des Gesetzes v. 28.07.2011 geändert. Die Aufzählung der beiden ersten Nummern des § 33b EEG fand sich erstmals im Regierungsentwurf und war im Gesetzgebungsverfahren keinen Änderungsanträgen ausgesetzt. Bei der Änderung soll es sich ausweislich der Gesetzesbegründung um eine redaktionelle Folgeänderung zur Neugestaltung der Direktvermarkung im EEG handeln (BT-Drs. 17/6071, S. 101).
[172] Insofern wortgleich zu § 2 Nr. 5 EnEV 2002 (BGBl. I S. 3085).
[173] *J. Stock*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 EnEV Rn. 40b.
[174] BR-Drs. 194/01, S. 48.
[175] BR-Drs. 282/07, S. 79.
[176] Erw.-gr. 35 der RL 2010/31/EU.

Richtlinie 2002/91/EG auf die Nennung von „erneuerbaren Energieträgern“[177] beschränkt hatte, enthält nun Art. 2 Nr. 6 der RL 2010/31/EU die zur Richtlinie 2009/28/EG wortgleiche Bestimmung von Biomasse und Biogas als Quellen für Energie aus erneuerbaren Quellen. Unter Beachtung des europarechtlichen Überbaus erscheint es angebracht, den Biomassebegriff der Energieeinsparungsverordnung 2014 anhand des weiten Begriffs der Richtlinie 2009/28/EG auszufüllen.

Die inhaltliche Überschneidung mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz soll, unter Beachtung der Unterschiede der Regelungswerke, eine Präzisierung des Biomassebegriffs über die Begriffsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes ermöglichen[178]. Da aber die Liste der erfassten Energieträger der beiden Gesetze unterschiedlich ist[179], die Energieeinsparungsverordnung 2014 nicht nur Wärme, sondern auch die Beleuchtungstechnik erfasst[180], und die Auszählung jener in § 5 Nr. 14 EEG 2014 näher ist[181], erscheint die Bezugnahme auf das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz nicht zwingend. Da die Energieeinsparungsverordnung 2014 keine ausdrückliche Einschränkung hinsichtlich der einsetzbaren Biomasse enthält, gilt auch für ihren Anwendungsbereich, dass flüssige, feste und gasförmige Energieträger erfasst sind[182].

Weiterhin werden bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs in Anlage 1 und 2 Nr. 2.1.1 Satz 3 EnEV 2014 flüssige und gasförmige Biomasse vorausgesetzt. Anlage 2 Nr. 2.1.1 Satz 4 EnEV 2014 setzt den Wert für flüssige und gasförmige Biomasse iSd. § 2 Abs. 1 Nr. 4 EEWärmeG auf 0,5, und damit günstiger als der fossile Referenzwert, fest, wenn die flüssige oder gasförmige Biomasse im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt wird. Sonstige Biomasse hat den gleichen Wert wie Heizöl El bzw. Erdgas H, nämlich 1,1.

e. MAP – Marktanreizprogramm

Das Marktanreizprogramm bildet ein zentrales Förderinstrument für Wärme aus erneuerbaren Energien und dient der näheren Ausgestaltung der Förderzusage des § 13 EEWärmeG, der jedoch ausdrücklich für die Jahre 2009 bis 2012 galt. Die Förderung geschieht durch durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) auf Basis jährlich angepasster Förderrichtlinien[183].

[177] Art. 5 UAbs. 2 der RL 2002/91/EG, Anhang zur RL 2002/91/EG Nr. 2 a).
[178] *J. Stock*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 EnEV Rn. 40b.
[179] § 2 EEWärmeG enthält technologiebedingt keine Wasser- und Windkraft.
[180] Vgl. § 1 I S. 1 Nr. 2 EnEV 2014.
[181] *J. Stock*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 EnEV Rn. 40a.
[182] *J. Stock*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 EnEV Rn. 40b.
[183] Zuletzt Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt v. 20.07.2012, BAnz AT 08.08.2012 B4.

Ein wichtiger Teil ist die Förderung von Biomasseanlagen. Dabei nutzen die Förderrichtlinien den Begriff Biomasse, ohne ihn zu definieren. Förderfähig sind gem. Nr. 3.1 lit. c der Förderrichtlinien automatisch beschickte Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse für die thermische Nutzung bis einschließlich 100 Kilowatt Nennwärmeleistung und gem. Nr. 3.1 lit. d der Förderrichtlinien besonders emissionsarmen Scheitholzvergaserkesseln bis einschließlich 100 Kilowatt Nennwärmeleistung.

Biomasse wird also dahingehend konkretisiert, dass feste Biomasse, Biogas und einzelne konkrete Stoffgruppen - wie Scheitholz - genannt werden. Weiterhin enthalten die Förderrichtlinien unter Punkt 9 allgemeine Vorschriften für die Förderung von Biomasseanlagen. Darin werden unter Punkt 9.2 lit. a und lit. b Emissionsgrenzwerte für kleine Feuerungsanlagen vorgegeben. Diese Vorschriften beziehen sich ausdrücklich auf solche Anlagen, die Biomasse gem. § 3 Abs. 1 Nr. 4, 5, 5a oder 8 der 1. BImSchV[184] nutzen.

Schließlich bestimmt Punkt 9.5 der Förderrichtlinien, dass u.a. Anlagen zum Einsatz von Biomasse, für die die Verordnung über Verbrennungsanlagen für Abfälle und ähnlich brennbare Stoffe (17. BImSchV[185]) in der jeweils gültigen Fassung zur Anwendung kommt, nicht förderfähig sind.

f. EWärmeG (BW) – Erneuerbare-Wärme-Gesetz in Baden Württemberg

Das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (BW)[186] regelt seit 2008 die Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Wohngebäuden[187] in Baden-Württemberg, wenn die Heizungsanlage ausgetauscht wird. Allerdings ist der Anwendungsbereich durch das Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz zum 1. Januar 2009 auf Bestandsbauten beschränkt, denn mit diesem hat der Bund von seiner konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz hinsichtlich des erneuerbaren Energieeinsatzes in Neubauten Gebrauch gemacht. Die Zulässigkeit der landesrechtlichen Reglung wird durch die Öffnungsklausel[188] des § 3 Abs. 2 EEWärmeG konkretisiert. Danach können die Länder eine Nutzungspflicht für erneuerbare Energien in bereits errichteten Gebäuden vorsehen.

Die anteilige Nutzung von erneuerbaren Energien zur der Deckung des Wärmebedarfs wird durch § 4 Abs. 1 EWärmeG (BW) verpflichtend. Dabei erfolgt die Begriffsbestimmung für erneuerbare Energien in § 3 Nr. 1 EWärmeG (BW). Danach ist Biomasse einschließlich Biogas und Bioöl im Sinne der Biomasseverordnung in der jeweils geltenden Fassung, welche ohne

[184] Erste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über kleine und mittlere Feuerungsanlagen – 1. BimSchV) v. 26. 01.2010 (BGBl. I S. 38).
[185] Siebzehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Verbrennung und die Mitverbrennung von Abfällen) v. 02.05.2013 (BGBl. I S. 1021, 1044, 3754).
[186] Gesetz zur Nutzung erneuerbarer Wärmeenergie in Baden-Württemberg (Erneuerbare-Wärme-Gesetz - EWärmeG) v. 20.11.2007 (BWBBl. 2007, S. 531).
[187] Vgl. § 2 EWärmeG (BW).
[188] *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 3 Rn. 18.

vorangegangene Umwandlung in elektrische Energie für Zwecke der Wärmenutzung verwendet werden, erneuerbare Energie. Allerdings bezieht sich der Verweis auf die Biomasseverordnung hierbei auf Bioöl, welches als Teilmenge der Biomasse bestimmt wird. Hinsichtlich der erfassten Biomasse enthält das Erneuerbare-Wärme-Gesetz keine über die Nennung hinausgehende Bestimmung. Zwar nennt die Gesetzesbegründung ausschließlich holzartige Festbrennstoffe als Anwendungsbeispiele[189], doch bleiben ausdrücklich allein Bioöle hinsichtlich ihres Ursprungs auf die Vorgaben der Biomasseverordnung beschränkt. Mangels einschränkender Vorgaben kann ein weiter Biomassebegriff zugrunde gelegt werden.

5. Zwischenfazit

Eine rechtsverbindliche Bestimmung des Biomassebegriffs findet sich nur in einer geringen Anzahl von Normen. Weit verbreitet wird Biomasse als unbestimmter Rechtsbegriff verwendet. Dabei bildet die Bestimmung in der Biomasseverordnung hinsichtlich des Grades der Bestimmtheit die ausführlichste Bestimmung. Die Biomasseverordnung hat auch eine herausragende Bedeutung, da an ihr Verständnis in zahlreichen anderen Normen angeknüpft wird. Allerdings umfasst sie, bedingt durch ihre grundlegende Ausrichtung als Maßstab für die Vergütungsfähigkeit im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, nur einen Ausschnitt der energetisch nutzbaren Biomasse. Da sie enger als die Richtlinie 2009/28/EG ausgestaltet ist, würde eine pauschale Gleichsetzung von Biomasse mit Biomasse iSd. Biomasseverordnung den Vorgaben der Richtlinie 2009/28/EG nicht hinreichend Raum verschaffen.

II. Begriffsbestimmungen für Biogas und Biomethan

Bei Biogas handelt es sich um ein Gasgemisch v.a. aus Methan, Kohlenstoffdioxid, Stickstoff und Sauerstoff, das direkt zu Heizzwecken oder KWK-Verstromung geeignet ist[190], also einen gasförmigen Brennstoff. Allerdings unterscheiden sich die Eigenschaften von Biogas von den hergebrachten Brennstoffen hinsichtlich ihrer Einsatzfähigkeit in vorhandenen Energieerzeugungsvorrichtungen[191]. Diese Nachteile bestehen bei Biomethan nicht, da dessen Zusammensetzung bewusst an der von lange erprobtem Erdgas ausgerichtet ist. Regelmäßig erfolgt die energetische Verwertung von Biogas aber in speziell hierfür vorgesehenen Anlagen, die auf die besonderen stofflichen Eigenschaften abgestimmt sind.

---

[189] LT BW-Drs. 14/1782, S. 17.

[190] *V. Oschmann*, in: M. Altrock/ders./C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 3 Rn. 61.

[191] So stellt § 1 II Nr. 3 der Verordnung über das Inverkehrbringen von Heizkesseln und Geräten nach dem Bauproduktengesetz (Artikel 1 der Verordnung zur Umsetzung der Heizkesselwirkungsgradrichtlinie) v. 28.04.1998 (BGBl. I S. 796), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes v. 05.12.2012 (BGBl. I S. 2449) geändert worden ist (BauPGHeizkesselV) klar, dass die Eigenschaften von Biogas als Brennstoff erheblich von marktüblichen gasförmigen Brennstoffen abweichen.

Häufig findet sich in den Normen die bloße Nennung von Biogas ohne Begriffsbestimmung[192], bzw. mit nur aus dem Normzusammenhang erkennbarem Bezug auf ein Begriffsverständnis einer anderen Norm[193]. Dieser systematische Bezug liegt insbesondere bei den Verordnungen vor, welche auf Grundlage des Energiewirtschaftsgesetzes erlassen wurden. So enthält die Gasnetzzugangsverordnung in §§ 31 f. GasNZV Sonderregelungen zu Biogas, ohne dieses zu definieren. Hierbei handelt es sich um Biogas iSd. Energiewirtschaftsgesetzes[194].

Daneben finden sich Verweise auf bestehende Definitionen, wie die der Biomasseverordnung[195].

1. Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen - EERL

Wie weite Teile des Energiewirtschaftsrechts, ist auch der Zuschnitt des Biogasbegriffs deutlich europarechtlich vorgeprägt. So findet sich auf europäischer Ebene Biogas in Art. 2 lit. a RL 2009/28/EG mit u.a. Wind, Sonne, Biomasse wie auch Deponie- und Klärgas gleichrangig als Energiequelle für Energie aus erneuerbaren Quellen. Aus Erwägungsgrund 12 der RL 2009/28/EG lässt sich erkennen, dass dem europäischen Normgeber bewusst war, dass Biogas gleichermaßen bei der Wärme- und Elektrizitätserzeugung wie auch als Kraftstoff Verwendung finden kann. Durch die Aufnahme in die Liste des Anhang III der RL 2009/28/EG wird deutlich, dass Biogas auch ein Kraftstoff ist. In Anhang III der Richtlinie findet sich auch eine Legaldefinition für Biogas. Danach ist Biogas aus Biomasse und/oder aus dem biologisch abbaubaren Teil von Abfällen hergestelltes Brenngas, das durch Reinigung Erdgasqualität erreichen kann (dadurch wird deutlich, dass Biomethan vom Biogas-Begriff der Richtlinie umfasst ist[196]) und für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist, oder Holzgas. Vor dem Hintergrund, dass in Anhang III allein der Energiegehalt von Kraftstoffen fixiert ist, sollte auch die Betonung der Bestimmung zur Verwendung als Kraftstoff verstanden werden. Diese Einschränkung gilt daher nicht für sämtliches Biogas iSd. Richtlinie 2009/28/EG.

---

[192] Etwa § 35 I Nr. 6 lit. d des Baugesetzbuchs in der Fassung der Bekanntmachung vom 23.09.2004 (BGBl. I S. 2414), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes v. 15.07.2014 (BGBl. I S. 954) geändert worden ist; § 3 I Nr. 11 und § 14 III Nr. 2 der 1. BImSchV.

[193] So bezieht sich Biogas iSv. § 47g I des Gesetzes gegen Wettbewerbsbeschränkungen in der Fassung der Bekanntmachung v. 26.06.2013 (BGBl. I S. 1750, 3245), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist, durch die vorstehenden Regelungen, nach denen die angesprochene Markttransparenzstelle jene des EnWG ist, auf Biogas iSd. EnWG.

[194] *G. Britz*, in: dies./J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl., § 24 Rn. 26.

[195] Etwa § 2 V Nr. 2 TEHG.

[196] Ebenso *BMELV*, Nachhaltige Biomasseherstellung, abrufbar unter http://www.ble.de/DE/02_Kontrolle/05_NachhaltigeBiomasseherstellung/NachhaltigeBiomasseherstellung_node.html (25.11.2014).

2. RL 2014/94/EU – Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe

Die Richtlinie 2014/94/EU über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftsoffe[197] zählt nach Art. 2 Nr. 1, 5. Spiegelstrich, flüssiges oder gasförmiges Erdgas, einschließlich Biomethan, zu den „alternativen Kraftstoffen" i.S.d. RL 2014/94/EU. Allerdings wird Biomethan dort nicht weiter definiert. Der technische Ausschuss CEN/TC 408 – Projektkomitee entwickelt allerdings eine Reihe von Qualifikationsspezifikationen für die Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz (vgl. Erwägungsgrund 40 RL 2014/94/EU).

3. VO (EU) Nr. 168/2013 – Genehmigung und Marktüberwachung von Fahrzeugen

Die VO (EU) Nr. 168/2013 über die Genehmigung und Marktüberwachung von zwei- oder dreirädrigen und vierrädrigen Fahrzeugen[198] enthält in Art. 3 Nr. 83 eine Begriffsbestimmung für Biomethan. Danach ist Biomethan ein erneuerbares Naturgas aus organischen Quellen, das zunächst „Biogas" ist, dann jedoch in einem Verfahren mit der Bezeichnung „Biogas zu Biomethan" gereinigt wird, wodurch die Verunreinigungen im Biogas, wie Kohlendioxid, Siloxane und Schwefelwasserstoff (H2S), beseitigt werden.

4. Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 - EnergiestatistikVO

Die Verordnung (EG) Nr. 1099/2008[199] enthält in ihrem Anhang in der Fassung der Verordnung Nr. 147/2013[200] eine Reihe von Begriffsbestimmungen. Dabei definiert Nr. 9 des Abschnitts 5.1 des Anhangs Biogas als weitgehend aus Methan und Kohlendioxid bestehendes Gas, das durch anaerobe Verstoffwechselung von Biomasse gebildet wird.

5. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz

Für den Geltungsbereich des Energiewirtschaftsgesetzes bestimmt § 3 Nr. 10c EnWG Biogas als Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG stammen. Der Biogasbegriff des § 3 Nr. 10c EnWG,

[197] ABlEU. L 307 vom 28.10.2014, S. 1–20.
[198] ABlEU. L 60 vom 2.3.2013, S. 52–128.
[199] Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 22.10.2008 über die Energiestatistik, ABlEU. L 304/1.
[200] Verordnung (EU) Nr. 147/2013 der Kommission vom 13.02.2013 zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates über die Energiestatistik hinsichtlich der Durchführung von Aktualisierungen für die monatlichen und jährlichen Energiestatistiken, ABlEU. L 50/1.

und damit der Biogasbegriff des Energiewirtschaftsgesetzes, ist weiter als jener des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, da auch Klär- und Grubengas erfasst ist. Als Biomethan galt bisher Biogas, das zu Erdgasqualität[201] aufbereitet wurde[202]. Allerdings findet sich dieses Verständnis nicht ausdrücklich normiert.

Der Begriff Biomethan wird in einem weiteren Verständnis auch für Gas benutzt, welches aktuell als synthetisches Methan bezeichnet wird[203]. Ein solcher Ansatz, Biogas umfassend als Gegenbegriff zu Erdgas auf alle Formen erdgasähnlicher, methanhaltiger Gase anzuwenden, findet sich auch in der Literatur[204]. Einer Gleichsetzung von Biogas mit regenerativ erzeugtem Gas steht die Einbeziehung des fossilen Grubengases entgegen[205].

Dieses Biogasverständnis ist auch für die auf das Energiewirtschaftsgesetz gestützten Verordnungen Gasnetzzugangsverordnung[206] und Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV[207]) zu übertragen.

6. EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 enthält ausdrückliche Bestimmungen der Begriffe Biogas und Biomethan. § 5 Nr. 7 EEG 2014 definiert Biogas als Gas, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse gewonnen wird. Durch die ausdrückliche Bindung an die Entstehung durch anaerobe Vergärung werden andere Bereitstellungsprozesse, wie etwa Holzvergasung[208], vom Biogasbegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 ausgeschlossen. Weiterhin wird gem. § 5 Nr. 8 EEG 2014 Biomethan als aufbereitete und ins Erdgasnetz eingespeiste gasförmige Biomasse, insb. als aufbereitetes Biogas, definiert. Sofern Biogas zu Biomethan veredelt wurde bleibt es zugleich auch Biogas iSv. § 5 Nr. 7 EEG 2014[209]. Weil aber neben aufbereitetem Biogas auch sonstiges aufbereitetes Gas aus Biomasse Biomethan sein kann, unterfällt etwa aufbereitetes, durch Holzvergasung entstandenes Holzgas dem Biomethanbegriff[210]. Konstitutiv für Biogas und Biomethan iSd. Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 ist daher die Gewinnung aus Biomasse. Das zeigt sich auch darin, dass bei der Bestimmung von erneuerbaren Energien in § 5 Nr. 14 EEG 2014 Biomethan und Biogas als von

[201] Die zu erreichende Qualität wird durch die Erdgasqualität bestimmt, welche in dem Erdgas(teil)netz, in das eingespeist werden soll, vorliegt.
[202] *S. Merk*, Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 108.
[203] Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie 2013 der Bundesregierung, S. 10.
[204] *S. Merk*, Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 103.
[205] *S. Merk*, Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 103.
[206] Etwa § 2 Nr. 8 GasNZV.
[207] Gasnetzentgeltverordnung v. 25.07.2005 (BGBl. I S. 2197), die zuletzt durch Artikel 3 der Verordnung v. 14.08.2013 (BGBl. I S. 3250) geändert worden ist.
[208] Zur wortgleichen Vorgängernorm: BT-Drs. 17/6071, S. 60; *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 3 Rn. 29.
[209] Zur wortgleichen Vorgängernorm: BT-Drs. 17/6071, S. 60.
[210] Zur wortgleichen Vorgängernorm: BT-Drs. 17/6071, S. 60.

Energie aus Biomasse eingeschlossen erklärt werden. Bereits seit der Novelle 2012 wird Biomethan ausdrücklich in der Begriffsdefinition des Erneuerbare-Energien-Gesetzes als Untergruppe von Energie aus Biomasse genannt. Mit der Aufnahme wurde aber keine Ausweitung angestrebt, vielmehr wollte der Gesetzgeber klarstellen, dass auch Biomethan unabhängig von seiner physischen Beschaffenheit nach der Einspeisung in das Erdgasnetz und der dort auftretenden Vermischung mit anderen Gasen als Biomasse im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 anzusehen ist[211]. Die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 zu Biomasse umfassen daher auch Biogas und Biomethan[212]. Bei Biogas handelt es sich um ein Gasgemisch mit den Hauptbestandteilen Methan, Stickstoff, Kohlenstoffdioxid und Wasserdampf[213]. Der Biogasbegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 unterscheidet sich von jenem des Energiewirtschaftsgesetzes[214], da fossiles Grubengas anders als im Energiewirtschaftsgesetz nicht unter den Biogasbegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes2014 fällt.

Dagegen entspricht die Biomethandefinition inhaltlich bewusst der Legaldefinition im Anhang des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes[215].

7. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz bestimmt für seinen Anwendungsbereich, dass erneuerbare Energien auch die aus fester, flüssiger und gasförmiger Biomasse erzeugte Wärme umfassen, § 2 Abs. 1 Nr. 4 EEWärmeG. Eine mit § 5 Nr. 7 EEG 2014 vergleichbare Biogasdefinition findet sich im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz nicht. In der Anlage zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz wird aber Biomethan legaldefiniert. Gem. Nr. II. 1 lit. c der Anlage des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes ist gasförmige Biomasse, die aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist worden ist, Biomethan. Diese Biomethandefinition entspricht inhaltlich der Biomethandefinition des Erneuerbare-Energien-Gesetzes[216]. Diese Anlehnung ist auch angezeigt, da gem. Nr. II 1. lit. c aa) Biomethan nur auf die Verpflichtungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes angerechnet wird, wenn die Voraussetzungen zur Aufbereitung und Einspeisung nach Anlage 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung erfüllt sind.

[211] Zur wortgleichen Vorgängernorm: BT-Drs. 17/6071, S. 60.
[212] *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 20.
[213] *S. Gerstner,* in: ders. (Hrsg.), Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, 1. Aufl., S. 233 Rn. 26.
[214] *M. Naujoks,* in: A. Gabler/A. Metzenthin (Hrsg.), EEG, 2. EGL, Oktober 2012, § 3 Rn. 20.
[215] Zur wortgleichen Vorgängernorm: BT-Drs. 17/6071, S. 60.
[216] BT-Drs. 17/6071, S. 60.

8. EnergieStG – Energiesteuergesetz

Für Biomethan enthält § 50 Abs. 1 Nr. 4 EnergieStG eine Legaldefinition. Danach ist Biomethan ein Energieerzeugnis, das durch Vergärung oder synthetisch aus Biomasse erzeugt und auf Erdgasqualität aufbereitet ist. Synthetisch gewonnen sind etwa Kohlenwasserstoffe, die durch thermochemische Umwandlung von Biomasse gewonnen werden[217]. Ausdrücklich findet sich dieses Verständnis von synthetischer Gewinnung aus Biomasse in § 50 Abs. 4 Nr. 3 EnergieStG. Den an dieser Stelle ausdrücklich geregelten besonders vorzugswürdigen Biokraftstoffen ist Biomethan gleichgestellt[218]. Diese Formulierung könnte zur Annahme verleiten, dass eine Einspeisung des aufbereiteten Gases nicht erforderlich ist, um der Definition zu unterfallen. Allerdings normiert § 50 Abs. 1 Nr. 4 EnergieStG eine Befreiungsmöglichkeit für nachweislich nach § 2 Abs. 2 EnergieStG versteuerte Energieerzeugnisse[219]. Das zu befreiende Biomethan muss daher in den Anwendungsbereich von § 2 Abs. 2 EnergieStG fallen. § 2 Abs. 2 EnergieStG regelt den Steuertarif für Erdgas und gasförmige Kohlenwasserstoffe (Nr. 1) und Flüssiggase (Nr. 2). Gasförmige Kohlenwasserstoffe sind gem. § 1a Nr. 16 EnergieStG Waren der Unterposition 2711 29 der Kombinierten Nomenklatur, also andere gasförmige Kohlenwasserstoffe als Erdgas. Die grundsätzliche Besteuerung ergibt sich aus § 1 Abs. 1 Satz 1 EnergieStG, wonach Energieerzeugnisse der Energiesteuer unterliegen. Energieerzeugnisse sind gem. § 1 Abs. 2 Nr. 2 EnergieStG Waren der Positionen 2701, 2702 und 2704 bis 2715 der Kombinierten Nomenklatur, also auch die Waren der Unterposition 2711 29. Damit ist Biomethan erfasst.

Allerdings finden die Sondervorschriften der §§ 38 ff. EnergieStG für Erdgas keine Anwendung. Denn anders als Grubengas[220] sind gasförmige Biokraft- und Bioheizstoffe, also Biogas und Biomethan, nicht vom Erdgasbegriff des Energiesteuergesetzes erfasst[221].

9. Zwischenfazit

Während das Begriffsverständnis von Biomethan im Erneuerbare-Energien-Gesetz und Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz parallel läuft, findet sich im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, anders als im Erneuerbare-Energien-Gesetz, keine Biogasdefinition.

[217] Etwa Gas aus Holzvergasung.
[218] *K. Möhlenkamp*, in: dies./K. Milewski (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 50 Rn. 6.
[219] Was unter Energieerzeugnissen zu verstehen ist, wird durch Art. 2 der RL 2003/96/EG verbindlich vorgegeben, vgl. *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 1 Rn. 4.
[220] *K. Möhlenkamp*, in: dies./K. Milewski (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 58 EnergieStG Rn. 3.
[221] BT-Drs. 17/3055, S. 13.

III. Begriffsbestimmungen für Biokraftstoffe

1. Verordnung (EG) Nr. 715/2007

Die Verordnung (EG) Nr. 715/2007[222] enthält in Art. 3 Nr. 16 die Bestimmung, dass Biokraftstoffe flüssige und gasförmige Fahrzeugkraftstoffe sind, die aus Biomasse gewonnen werden. Eine nähere Bestimmung des Biomassebegriffs wird nicht vorgenommen.

2. 36. BImSchV – Biokraftstoffquotendurchführungsverordnung

Gem. § 7 Abs. 1 der 36. BImSchV[223] werden bestimmte Biokraftstoffe doppelt auf die Erfüllung der Verpflichtung nach § 37a Abs. 1 Satz 1 und 2 iVm. Abs. 3 BImSchG angerechnet. Für den Zweck der Erfüllung der Beimischungsquote gem. § 37a Abs. 1 BImSchG bestimmt § 37b Satz 1 BImSchG, dass Biokraftstoffe grundsätzlich Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung in der jeweils geltenden Fassung sind.

Die Bezeichnung Kraftstoffe findet sich im Bundes-Immissionsschutzgesetz nur im Zusammenhang mit Biokraftstoffen und fand erst 2006 Einzug ins Bundes-Immissionsschutzgesetz[224]. Die Beimischungsverpflichtung gem. § 37a Abs. 1 BImSchG knüpft an Kraftstoffe iSd. Energiesteuergesetzes an. Innerhalb des Bundes-Immissionsschutzgesetzes besteht ein systematischer Zusammenhang zwischen den Bezeichnungen in § 37a Abs. 1 BImSchG und in § 34 BImSchG. So knüpft die Quotenverpflichtung bewusst an die Wendung *„gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmung*“ an, die im Rahmen von § 34 BImSchG verwendet wird[225]. Während in § 37a Abs. 1 BImSchG der Begriff Kraftstoffe verwendet wird, findet sich in § 34 BImSchG die Trias von Brennstoffen, Treibstoffen und Schmierstoffen. Für die Zuordnung zu einer der drei Kategorien kann die stoffliche Beschaffenheit von Bedeutung sein, entscheidend ist aber der angestrebte Verwendungszweck[226]. Dabei sind Brennstoffe Energieerzeugnisse, die zur Wärmeerzeugung durch Verbrennungsvorgänge bestimmt sind[227], während mit Treibstoffen durch

[222] Verordnung (EG) Nr. 715/2007 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 20.06.2007 über die Typgenehmigung von Kraftfahrzeugen hinsichtlich der Emissionen von leichten Personenkraftwagen und Nutzfahrzeugen(Euro 5 und Euro 6) und über den Zugang zu Reparatur-und Wartungsinformationen für Fahrzeuge, ABlEU. L 171/1.

[223] Sechsunddreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote) v. 29.01.2007 (BGBl. I S. 60), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung v. 26.11.2012 (BGBl. I S. 2363) geändert worden ist.

[224] Durch das Gesetz zur Einführung einer Biokraftstoffquote durch Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes und zur Änderung energie- und stromsteuerrechtlicher Vorschriften (Biokraftstoffquotengesetz) v. 18.12.2006, BGBl. I S. 3180.

[225] BT-Drs. 16/2709, S. 20.

[226] *K. Hansmann,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 34 BImSchG Rn. 22.

[227] *K. Hansmann,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 34 BImSchG Rn. 22.

Verbrennungsvorgänge mechanische Antriebsenergie gewonnen werden soll[228]. Otto- und Dieselkraftstoffe sind ein Paradebeispiel für Treibstoffe iSv. § 34 BImSchG[229]. Bei Kraftstoffen iSv. § 37a Abs. 1 BImSchG handelt es sich also um Treibstoffe iSv. § 34 BImSchG.

3. EnergieStG – Energiesteuergesetz

§ 1a Nr. 13a Satz 1 EnergieStG bestimmt, dass Biokraft- und Bioheizstoffe iSd. Energiesteuergesetzes grundsätzlich Energieerzeugnisse ausschließlich aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung sind. Da Biokraftstoffe gem. § 1a Nr. 14 EnergieStG ausdrücklich nicht Erdgas iSd. Energiesteuergesetzes sind, finden die Vorschriften der §§ 38 ff. EnergieStG für Biokraftstoffe keine Anwendung. Die Bestimmung der Biokraftstoffe erfolgt also unter Verweis auf die BiomasseV.

Dass es sich bei Biokraft- und Bioheizstoffen um Kohlenwasserstoffe handelt, ergibt sich aus §1a Nr. 16 EnergieStG, wonach gasförmige Kohlenwasserstoffe definiert sind als Waren der Unterposition 2711 29 der Kombinierten Nomenklatur[230] einschließlich gasförmiger Biokraft- und Bioheizstoffe.

IV. Begriffsbestimmungen für weitere Bioenergieträger

1. Biobrennstoffe

Ohne einen ausdrücklichen Hinweis auf die Begriffsbestimmungen der Richtlinie 2009/28/EG, enthält der Anhang B der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008[231] (Verordnung über die Energiestatistik) in seinem 5. Kapitel eine Reihe von Konkretisierungen hinsichtlich für Energie aus erneuerbaren Quellen infrage kommender Energieprodukte. So sind feste Biobrennstoffe gem. Anhang B 5.1 Nr. 8 der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 organisches, nicht fossiles Material biologischen Ursprungs, das als Brennstoff zur Erzeugung von Wärme oder Elektrizität genutzt werden kann. Als besonders erfassten festen Biobrennstoff bestimmt Anhang B 5.1 Nr. 8.1 der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 Holzkohle als feste Rückstände der zerstörenden Destillation und der Pyrolyse von Holz und sonstigem Pflanzenmaterial. Neben den festen Biobrennstoffen werden als Energieträger Biogas, Anhang B 5.1 Nr. 9, und flüssi-

[228] *H. Jarass*, BImSchG, 10. Aufl., § 34 Rn. 6.
[229] *K. Hansmann,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 34 BImSchG Rn. 22.
[230] Gem. § 1a Nr. 2 EnergieStG: die Warennomenklatur nach Artikel 1 der Verordnung (EWG) Nr. 2658/87 des Rates v. 23.07.1987 über die zolltarifliche und statistische Nomenklatur sowie den Gemeinsamen Zolltarif (ABlEU. L 256/1, L 341/38, L 378/120, L 130/42), die zuletzt durch die Verordnung (EG) Nr. 1031/2008 (ABlEU. L 291/1) geändert worden ist, in der am 01.01.2002 geltenden Fassung.
[231] Verordnung (EG) Nr. 1099/2008 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2008 über die Energiestatistik, ABlEU. L 304/1.

ge Biobrennstoffe, Anhang B 5.1 Nr. 9, bestimmt. Während Biogas iSv. Nr. 9 durch anaerobe Verstoffwechselung von Biomasse gebildet wird, kann Biobenzin iSv. Nr. 10.1 als besonders genannter flüssiger Biobrennstoff aus Biomasse sowie den biologisch abbaubaren Fraktionen von Abfall gewonnen werden.

Eine allgemeine Begriffsbestimmung für Biomasse fehlt hingegen in der Verordnung (EG) Nr. 1099/2008.

2. Biodiesel

Gem. Art. 5 Abs. 3 Satz 2 lit. i der Verordnung (EG) Nr. 715/2007 (Verordnung über die Typengenehmigung von Kraftfahrzeugen) ist Biodiesel genau wie Benzin und Dieselkraftstoff ein Bezugskraftstoff, also ein Kraftstoff iSd. Verordnung. Da gem. Art. 3 Nr. 16 dieser Verordnung Biokraftstoffe flüssige und gasförmige Fahrzeugkraftstoffe sind, die aus Biomasse gewonnen werden, wird auch Biodiesel aus Biomasse[232] gewonnen.

Nr. 10.2. des Abschnitt 5.1 des Anhangs der Verordnung Nr. 1099/2008 in der Fassung der Verordnung Nr. 147/2013 definiert Biodiesel sowohl als aus pflanzlichen und tierischen Ölen gewonnener Methylester mit Dieseleigenschaften, als auch Biodimethylether (ein aus Biomasse gewonnener Dimethylether), Fischer-Tropsch-Kraftstoff (aus Biomasse gewonnene Fischer-Tropsch-Kraftstoffe), kalt extrahiertes Bioöl (nur durch mechanische Behandlung aus Ölsaaten gewonnenes Öl) und alle sonstigen flüssigen Biobrennstoffe, die entweder mit Dieselkraftstoff vermischt oder diesem hinzugefügt oder die anstelle von Dieselkraftstoff verwendet werden.

3. Bioethanol

Gem. Art. 5 Abs. 3 Satz 2 lit. i der Verordnung (EG) Nr. 715/2007 ist Bioethanol genau wie Benzin und Dieselkraftstoff ein Bezugskraftstoff, also ein Kraftstoff iSd. Verordnung. Da gem. Art. 3 Nr. 16 dieser Verordnung Biokraftstoffe flüssige und gasförmige Fahrzeugkraftstoffe sind, die aus Biomasse gewonnen werden, wird auch Bioethanol aus Biomasse[233] gewonnen.

Im Rahmen der Energiesteuer wird Bioethanol verwendet, ohne es ausdrücklich zu definieren. Gem. § 1a Nr. 13a Satz 4 EnergieStG gilt Bioethanol als Biokraftstoff iSd. Energiesteuergesetzes, wenn bestimmte technische Vorgaben erfüllt sind[234]. Da gem. § 1a Nr. 13a Satz 1

[232] Eine Bestimmung des Biomassebegriffs wird nicht vorgenommen.
[233] Eine Bestimmung des Biomassebegriffs wird nicht vorgenommen.
[234] Es muss sich um Ethylalkohol der Unterposition 2207 10 00 der Kombinierten Nomenklatur handeln und seine Eigenschaften müssen im Fall von Bioethanol, das dem Ottokraftstoff beigemischt wird, mindestens den Anforderungen der DIN EN 15376, Ausgabe März 2008 oder Ausgabe November 2009 entsprechen, und im Fall von Bioethanol, das im Ethanolkraftstoff (E85) enthalten ist, müssen die Eigenschaften des Ethanolkraftstoffs (E85) mindestens den Anforderungen für Ethanolkraftstoff (E85) nach der Verordnung über die Beschaffenheit

EnergieStG Biokraftstoffe grundsätzlich nur solche, ausschließlich aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung sind und Satz 4 keine Ausnahme von diesem Ausschließlichkeitserfordernis statuiert, ist Bioethanol nur solches, das ausschließlich aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung gewonnen wurde.

D. Nationale Förderung der energetischen Biomassenutzung

0. Vorbemerkungen

Der Klimawandel hat mit dazu beigetragen, die Diskussion über erneuerbare Energien zu beschleunigen und auch das öffentliche Bewusstsein dafür zu schärfen. Dies trifft vor allem auf die energetische Nutzung von Biomasse zu, die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in seinen verschiedenen Fassungen eine besonders stark ausgestaltete Förderung erfahren hat. Hinsichtlich der Wärmeerzeugung ist Biomasse ohnehin eine der tragenden Säulen der regenerativen Energiegewinnung. Die Förderung der Stromerzeugung erfolgt dabei insoweit ungesteuert, als dass zeitunabhängig die eingepeisten bzw. selbstverbrauchten Strommengen je Kilowattstunde durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet werden. Die Erzeugung erfolgt zudem in einer großen Leistungsbandbreite von Anlagen. von sog. Mikro-Blockheizkraftwerken im unteren einstelligen Kilowatt-Leistungsbereich zur kombinierten Strom-/und Wärmeerzeugung im Gebäudebereich bis hin zu Heizwerken und Heizkraftwerken bis 20 Megawatt elektrischer Leistung. Unterschiede ergeben sich zudem je nach Biomasseart (gasförmig, fest, flüssig) und in den sehr unterschiedlichen Einsatzstoffen, wie (Alt-)Holz, Gräsersorten, Reststoffe, Abfällen, usw.

In diesem Abschnitt werden die national zur Förderung der energetischen Biomassenutzung verwendeten Förderinstrumente der direkten und indirekten Verhaltenssteuerung sowie der Planung untersucht. Die nationale Förderung erfolgt vielfältig in unterschiedlicher Ausprägung und Intensität der Nutzung gasförmiger, fester und flüssiger Biomasse zur Strom- und/oder Wärme- bzw. Kälteerzeugung und der dafür erforderlichen Anlagentechnik und (Netz-) Infrastruktur sowie für den Einsatz von regenerativen Kraftstoffen zum Einsatz im Verkehrssektor. Ferner setzt die Förderung zu verschiedenen Zeitpunkten während der gesamten Wertschöpfungskette an; von Investitionszuschüssen beim Bau von Anlagen und Infrastruktur über finanzielle Förderung beim Betrieb bis hin zu Vorgaben zum Vertrieb der erzeugten Energie[235] und adressiert Akteure an den verschiedenen Enden des Energiesys-

---

und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen, die ihrerseits auf die DIN 51625 verweist, entsprechen.

[235] Vgl. *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl., Einl. Rn. 29.

tems – auf der Angebots- und Nachfrageseite[236]. Dabei besteht bei der Biomasse heute die größte instrumentelle Vielfalt und Schnittmenge[237], sodass die eingesetzten Instrumente zunächst in einem vorgeschalteten allgemeinen Teil aufbereitet werden müssen, bevor diese darauf aufbauend in einem besonderen Teil im Detail untersucht werden.

In einem ersten Schritt werden die auch aus europäischer Sicht zulässigen und in den Mitgliedsstatten verwendeten und verwendbaren Fördermodelle für erneuerbare Energien unter Berücksichtigung der energetischen Biomassenutzung erörtert (I.), um im Anschluss die derzeit national eingesetzten Förderinstrumente vorab zu systematisieren (II.). Der Aufbau dieses Abschnittes orientiert sich an der umweltrechtlichen Instrumentenlehre. In den folgenden Abschnitten werden die Förderinstrumente, kategorisiert nach den Energieträgern gasförmige Biomasse (III.), feste Biomasse (IV.) sowie flüssige Biomasse (V.), im Einzelnen untersucht, bevor unter VI. Querschnittsmaterien dargestellt werden. Innerhalb der Energieträger erfolgt die Untersuchung praxisnah anhand der Wertschöpfungsketten von etwaig vorhandenen Nachhaltigkeitsanforderungen an die Erzeugung und Aufbereitung der verwendeten Brennstoffe über die Erzeugung der Sekundärenergieträger, deren etwaige Aufbereitung und Transport bis hin zur Nutzung bzw. Verbrauch der Energieträger in Gebäuden, Fahrzeugen usw. Innerhalb der einzelnen Wertschöpfungsstufen folgt der Aufbau der zuvor dargestellten Instrumentenlehre, um eine rechtlich klar strukturierte Darstellung zu erzielen. Vorangestellt werden jeweils, soweit vorhanden, die europarechtlichen Vorgaben, um die nationalen Regelungen im größeren Rahmen einordnen zu können. Am Ende werden die Instrumentenvielfalt und die sektorenübergreifenden Interdependenzen bewertet (VII.) und nach einem Zwischenfazit zu den eingesetzten Förderinstrumenten (VIII.) die identifizierten Inkonsistenzen und Defizite bei der Förderung zusammengefasst (IX.), auf die darauf aufbauend die anschließenden Arbeitspakete V und VI bearbeitet werden. Der Schwerpunkt der Untersuchung liegt im Bereich der Förderung der Erzeugung und des Einsatzes von Biogas zur Strom- (und Wärme-) Erzeugung sowie den Regelungen der verschiedenen geltenden Fassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für Bestands- und Neuanlagen sowie dessen Wechselwirkungen zu angrenzenden Rechtsregimen.

[236] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 26.
[237] So *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 27.

I. Fördermodelle für erneuerbare Energien und energetische Biomassenutzung

1. Europarechtlich zulässige Fördermodelle

Auch bei der Förderung der energetischen Biomassenutzung in den Nutzungspfaden Strom, Wärme/Kälte und Verkehr ist das deutsche Rechtssystem in die europäischen Vorgaben eingebettet und kann nicht davon losgelöst betrachtet werden. Deswegen soll zunächst ein Blick auf die europäischen Vorgaben und den in den Mitgliedsstaaten eingesetzten Fördermodellen geworfen werden, bevor auf die nationalen Fördermodelle eingegangen wird.

Gemäß der Richtlinie 2009/28/EG ist es den einzelnen Mitgliedstaaten in den Grenzen des Art. 13 RL 2009/28/EG selbst überlassen, auf welche Weise sie die bis zum Jahr 2020 festgelegten Energieziele[238] erreichen wollen.

Der Weg zur Zielerreichung steht den Mitgliedsstaaten folglich frei. Es stehen ihnen hierfür unterschiedliche Förderregelungen sowie Kooperationsmodelle zur Verfügung. Unter „Förderregelung“ sind nach Art. 2 lit. k) RL 2009/28/EG Instrumente, Regelungen oder Mechanismen zu verstehen, die die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen dadurch fördern, dass die Kosten dieser Energie gesenkt werden, ihr Verkaufspreis erhöht wird und ihre Absatzmenge durch eine Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energie oder auf andere Weise gesteigert wird. Exemplarisch hierfür genannt werden Investitionsbeihilfen, Steuerbefreiungen oder -erleichterungen, Steuererstattungen, Förderregelungen, die zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen verpflichten usw.

2. Nationale Fördermodelle

Die unterschiedlichen nationalen Fördermechanismen können unter den Oberbegriffen „mengenorientierte“ (dazu unter a.) und „preisorientierte“ (dazu unter b.) Instrumente zusammengefasst werden. Zu den Erstgenannten gehören beispielsweise das Quotenmodell bzw. der Zertifikathandel oder Ausschreibungen. Preisorientierte Förderinstrumente sind unter anderem das Einspeisetarifmodell, Boni oder steuerliche Anreize. Betrachtet und vergleicht man die Förderinstrumente der Mitgliedstaaten der Union, so haben diese im Wesentlichen auf Einspeisetarifmodelle einerseits und Quoten-/Zertifikatmodelle andererseits zurückgegriffen, die im Folgenden neben dem Bonus-Modell, Ausschreibungen sowie den Instrumenten zur Anreizung der Marktteilnahme erörtert werden.

[238] Der Anteil Erneuerbarer Energien am gesamten Bruttoendenergieverbrauch hat bis zum Jahr 2020 in Deutschland 18 % zu betragen, wobei nicht nach den Nutzungspfaden unterschieden wird, vgl. Anhang 1 der RL 2009/28/EG.

a. Mengenorientierte Modelle

(1) Quoten-/Zertifikatmodell

Das Quotenmodell bedeutet, dass Stromverbrauchern, -versorgern oder Produzenten die Verpflichtung auferlegt wird, einen bestimmten Prozentsatz an Energie aus erneuerbaren Quellen zu beziehen. Da jedoch die Erfüllung der Quoten im Allgemeinen nicht „über eine bilanzielle oder physikalische Lieferung von Strom erfüllt werden [kann]“, wird die Verpflichtung durch den Handel mit „Grünen Zertifikaten“ unterstützt[239]. Viele Quotenmodelle werden daher mit Zertifikatsystemen kombiniert. Die Höhe der Förderung entspricht in diesen Fällen dem Preis der Zertifikate am Zertifikatsmarkt[240]. Instrumentell handelt es sich beim Quoten-Modell um einen ordnungsrechtlichen Ansatz, durch den eine Mengensteuerung bewirkt werden soll[241].

Für die Quotenmodelle sprach zunächst, dass diese ein marktorientiertes Instrument darstellen und dadurch, dass auf diese Weise über den effektivsten Weg des Ausbaus der erneuerbaren Energien entschieden wird, die Kosten für die Volkswirtschaft gering gehalten werden. Dies schien gegenüber den Einspeisetarifen ein Vorteil, die finanziell aufwendiger gestaltet sind. Jedoch hat sich in der Praxis der umgekehrte Fall bewahrheitet: die Einspeisetarifmodelle haben sich hier als die effektivere Variante entpuppt, die zu einem größeren Wachstum des Erneuerbare-Energien-Sektors geführt haben[242]. Dies ist insbesondere auf das hohe Maß an Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber zurückzuführen. Darüber hinaus weist diese Art der Förderung ein, verglichen mit Quotenmodellen, hohes Innovationspotential auf, denn es werden alle Arten der Erzeugung von Energie aus erneuerbaren Quellen gefördert und nicht nur die günstigste, was zu einem weiten Spektrum an Investitionen geführt hat[243]. In Bezug auf den Einsatz von Biomasse könnten mit dem Bonusmodell im Wärmemarkt die Brennstoffhändler oder -lieferanten verpflichtet werden, einen Mindestanteil Brennstoffe aus erneuerbaren Energien wie bspw. durch einen Anteil Biogas oder Pflanzenöl beizumischen, wie es derzeit befristet bis zum 31. Dezember 2014 im Kraftstoffsektor durch die Biokraftstoffquote nach den §§ 37a ff. BImSchG erfolgt[244].

[239] *W. Lehnert/J. Vollprecht*, Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (311).
[240] *V. Oschmann/M. Ragwitz/G. Resch*, Die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, ZNER 2006, S. 7 (7).
[241] *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 203.
[242] *V. Laube/D. Toke*, Einspeisetarife sind billiger und effizienter als Quoten-/Zertifikatssysteme, ZNER 2005, S. 132 (137 f).
[243] *W. Lehnert/J. Vollprecht,* Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (311).
[244] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 15.

Im Rahmen der Reform des EEG 2012 wurde zum Teil[245] vorgeschlagen, die Förderung der erneuerbarer Energien auf ein wettbewerbliches und technologieneutrales Quotenmodell umzustellen; zum Teil[246] wurde dies als ungeeignet abgelehnt. Der Gesetzgeber hat sich für das EEG 2014 gegen ein Quotenmodell entschieden.

(2) Ausschreibungen

Ein weiteres Modell zur Förderung erneuerbarer Energien stellt die Durchführung von Ausschreibungsverfahren für regenerative Erzeugungskapazitäten dar[247]. Da § 2 Abs. 5 Satz 1 EEG 2014 vorsieht, dass die finanzielle Förderung und ihre Höhe für Strom aus erneuerbaren Energien, und damit auch der Biomasse, bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden sollen, soll dieses dadurch voraussichtlich erheblich an Bedeutung gewinnende Modell ausführlicher vorgestellt werden.

Da sich im Rahmen der Ausschreibung die Förderhöhe aus dem Preiswettbewerb der Anbieter untereinander ergibt[248], die zuzubauende Menge allerdings administrativ festgesetzt wird, fällt das Versteigerungsverfahren in den Bereich der Mengensteuerung[249]. Ausschreibungsverfahren können in drei Phasen eingeteilt werden: Vorbereitungsphase, Beschaffungsverfahren und Durchführungsstadium.

In der Vorbereitungsphase erfolgt die Festlegung des Ausschreibungsgegenstandes, respektive eines jährlichen Ausbauziels für erneuerbare Energien[250], durch eine zentrale Instanz. Als zentrale Instanz kommen sowohl der Staat[251] - insbesondere die Bundesnetzagentur[252]-, als auch Personen des Privatrechts wie die Übertragungsnetzbetreiber[253] in Betracht.

Die gewünschte zuzubauende Menge an Erneuerbaren-Energien-Anlagen wird in der Regel in Teilmengen übersetzt und sukzessiv über mehrere Vergaberunden beschafft[254]. Die Aus-

[245] *Monopolkommission*, Sondergutachten 65: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende, S. 13, abrufbar unter http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s65_volltext.pdf (11.09.2014).
[246] IZES, Prof. Bofinger/BET, Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes, S. 4, abrufbar unter http://www.vwl.uni-wuerzburg.de/uploads/media/131010_Endbericht_EEG_2_0_-_IZES__Bofinger_BET.pdf (11.09.2014).
[247] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Einl. Rn. 33; *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 81 f.
[248] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 81.
[249] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Einl. Rn. 33.
[250] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 82.
[251] *Ekardt*, in: *Frenz/ Müggenborg (Hrsg.)*, EEG, 3. Aufl., Einleitung Rn. 33.
[252] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 81.
[253] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 81.
[254] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (33).

schreibung kann umfassend[255] oder selektiv – unter Beschränkung auf Neuanlagen[256] - erfolgen. Teilnehmer müssen meist sogenannte Präqualifikationsanforderungen erfüllen[257], die vor allem dem Zweck dienen, die Realisierungswahrscheinlichkeit der Projekte zu erhöhen, indem Nachweise der Bonität der Bieter oder der Projektreife verlangt werden[258]. Hierunter fallen insbesondere das Stellen finanzieller Sicherheiten sowie materielle Nachweise betreffend die eigentumsrechtliche Flächensicherung, die Erfüllung planungsrechtlicher Anforderungen oder Machbarkeitsstudien. Daneben können weitere Kriterien zum Ausschreibungsgegenstand gemacht werden, um die weitere Entwicklung der Erzeugungsanlagen zu steuern: Standort, Anlagengröße, Erzeugungstechnologie[259] oder Einsatzstoff. Investoren geben den Ausschreibungsbedingungen entsprechende Gebote ab. Den Förderzuschlag erhält in der Regel der Anbieter, der die gewünschte Strommenge zum günstigsten Preis bereitstellt[260]. In diesem Fall erfolgen die Zuschläge in aufsteigender Reihenfolge bis zum Erreichen des jeweiligen administrativen (Teil-)Ausbauziels[261]. Neben dem Preis ist die Berücksichtigung weiterer Zuschlagskriterien wie Fluktuationsgrad der Anlage, durch den Anlagenstandort induzierte Netzausbaunotwendigkeiten[262], oder Umweltauswirkungen der Anlage möglich. Der Gewinner des Versteigerungsverfahrens schließt einen Vertrag mit dem Auktionator, der seine Rechte und seine Investitionspflicht einschließlich Zeitplan für die Umsetzung definiert. Die Vergütung kann in Form eines festen Einspeisetarifs oder einer variablen Marktprämie gewährt werden, die Ausschreibung dient allein der Bestimmung der Vergütungshöhe[263].

Um sicherzustellen, dass die förderberechtigten Teilnehmer die gewünschten Projekte realisieren, wird in der Regel ein System von Pönalen eingeführt, das im Durchführungsstadium greift[264]. Errichten Investoren die Anlagen nicht oder nicht innerhalb der vereinbarten Vorlaufzeit zwischen Zuschlagserteilung und Inbetriebnahme der Anlage, wäre das Verlangen

[255] Ausschreibung, die die Teilnahme von Bestands- und Neuanlagen vorsieht.
[256] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 81.
[257] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (33).
[258] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (33).
[259] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 82.
[260] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Einl. Rn. 33
[261] *M. Häder*, Fördermodelle für die regenerative Stromerzeugung in der EU – ein Überblick, et 5/2014, S. 8 (11).
[262] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 81.
[263] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 81.
[264] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (35).

von Strafzahlungen denkbar, sowie die Verringerung oder der Entzug des Förderanspruchs[265].

Ausschreibungsverfahren versprechen zwei Vorteile: Zielgenauigkeit und Kosteneffizienz. Die direkte Mengensteuerung im Wege der wettbewerblichen Ausschreibung des Ausbaubedarfs ermöglicht eine planbare Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien[266] unter Kontrolle der Förderkosten[267]. Laut ökonomischer Theorie stellen Ausschreibungen ein effizientes Instrument zur Preisbestimmung dar, solange der Bieterwettbewerb funktioniert[268]. Gegenüber der administrativen Preisfestsetzung werden im Rahmen der Ermittlung der Förderhöhe mittels Bieterwettbewerb die Kosteninformationen der Anlagenbetreiber aufgedeckt und somit das Risiko von Überförderungen reduziert[269]. Kostengünstige Anlagenformen können sich im Ausschreibungswettbewerb gegenüber teureren Anlagen durchsetzen, sodass die Stromverbraucher – die die Förderkosten über eine Umlage tragen - entlastet werden[270]. Durch die Aufnahme entsprechender Beschaffungskriterien könnte zudem eine den Netzausbaubedarf verringernde regionale Steuerung der Ansiedlung von Erneuerbaren-Energien-Anlagen[271] oder eine gezielte Förderung bestimmter Erzeugungstechnologien erfolgen. Eine derart differenzierte Gestaltung von Ausschreibungsverfahren birgt jedoch zugleich die Gefahr, den Bieterwettbewerb derart einzuschränken, dass Kostenvorteile nicht realisiert werden können[272].

Da der Erfolg von Ausschreibungsverfahren maßgeblich von der Passgenauigkeit des konkreten Regulierungsrahmens abhängt[273], stellt eine Fehlparametrisierung ein erhebliches Risiko dieses Beschaffungsverfahrens dar. Die Durchführung des Versteigerungsverfahrens erfordert umfangreiche Festlegungen zum Auktionsdesign, die das Gebotsverfahren fehleranfällig machen: Definition des auszuschreibenden Produkts[274], Präqualifikationsbedingungen, zeitli-

---

[265] *BMWi*, Eckpunkte für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen (2014), S. 5, abrufbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunktepapier-photovoltaik-freiflaechenanlagen,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (24.09.2014).

[266] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (32).

[267] *Ecofys*, Experience with renewable electricity (RES-E) support schemes in Europe, S. 12, abrufbar unter http://de.slideshare.net/Ecofys/ecofys-2014webinarrese-supportpoliciesineurope (24.09.2014).

[268] *Agora Energiewende*, Ausschreibungen für Erneuerbare Energien, S. 1, abrufbar unter http://www.agora-energiewen-de.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf (24.09.2014).

[269] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (33).

[270] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 82.

[271] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 82.

[272] *J. Haucap/C. Klein/J. Kühling*, Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – Eine ökonomische und juristische Analyse, 1. Aufl., S. 82.

[273] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (34).

[274] Arbeit oder Leistung, Teilmengen.

cher Vorlauf, Frequenz der Auktionierung, Auktionsform und Gebotsregeln, sowie Vertragskonditionen einschließlich Pönalen[275]. Da Ausschreibungsverfahren für potentielle Investoren komplexer sind als administrative Verfahren, besteht darüber hinaus die Gefahr, dass sich der Bieterkreis verengt und der Wettbewerb verringert[276].

Sowohl international[277] als auch europäisch[278] bestehen praktische Erfahrungen mit Ausschreibungen als Fördermodell für erneuerbare Energien. Bereits in den 1990er Jahren erfolgten Ausschreibungen für erneuerbare Energien in Frankreich, Irland, Dänemark und Großbritannien[279]. Um die Jahrtausendwende wechselten einige Länder jedoch das Fördermodell aufgrund der mangelhaften Effektivität des jeweiligen Ausschreibungsdesigns[280]. Die Gebotsverfahren führten zwar zu niedrigeren Fördertarifen, die Ausbauziele wurden aber nicht erfüllt[281]. Dieses Versagen des Fördersystems wird auf das Abgeben unrealistischer Gebotspreise, das Scheitern von Genehmigungsanträgen zur Projektrealisierung, sowie das Fehlen eines Sanktionssystems bei Nichterfüllung des Vertrages zurückgeführt[282]. Obwohl heute preisorientierte Fördermodelle in der EU überwiegen, werden wettbewerbliche Ausschreibungen für erneuerbare-Energien wieder beliebter[283]. Die Gebotsverfahren konzentrieren sich dabei vornehmlich auf größere Anlagen: So fördern beispielsweise Frankreich, die Niederlande und Dänemark die Entwicklung der Offshore-Windkraft über Ausschreibungen[284].

---

[275] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (33).

[276] *D. Bothe/J. Perner/M. Zähringer*, Mehr Wettbewerb durch Auktionen?, ew 15/2013, S. 32 (34).

[277] *IRENA*, Renewable Energy Auctions in Developing Countries; *REN21 (Hrsg.)*, Renewables 2014, Global Status Report.

[278] Siehe auch *RES LEGAL Europe* abrufbar unter http://www.res-legal.eu/ (24.09.2014); *R. Haas/C. Panzer/G. Resch/M. Ragwitz/G. Reece/A. Held*, A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), S. 1003 (1003 ff.).

[279] *R. Haas/C. Panzer/G. Resch/M. Ragwitz/G. Reece/A. Held*, A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), S. 1003 (1020).

[280] *R. Haas/C. Panzer/G. Resch/M. Ragwitz/G. Reece/A. Held*, A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), S. 1003 (1020).

[281] *R. Haas/C. Panzer/G. Resch/M. Ragwitz/G. Reece/A. Held*, A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), S. 1003 (1020 f.).

[282] *R. Haas/C. Panzer/G. Resch/M. Ragwitz/G. Reece/A. Held*, A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), S. 1003 (1020 f.).

[283] *M. Häder*, Fördermodelle für die regenerative Stromerzeugung in der EU – ein Überblick, et 5/2014, S. 8 (10 f.); *Ecofys*, Experience with renewable electricity (RES-E) support schemes in Europe, abrufbar unter http://de.slideshare.net/Ecofys/ecofys-2014webinarrese-supportpoliciesineurope (24.09.2014).

[284] *M. Häder*, Fördermodelle für die regenerative Stromerzeugung in der EU – ein Überblick, et 5/2014, S. 8 (11); *R. Haas/C. Panzer/G. Resch/M. Ragwitz/G. Reece/A. Held*, A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, Renewable and Sustainable Energy Reviews 15 (2011), S. 1003 (1017); *WWEA (Ed.)*, Wind Energy International 2011/2012.

b. Preisorientierte Modelle

(1) Einspeisetarifmodell

Das Prinzip der Einspeisetarifmodelle, zu denen (noch) das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz zählt, ist, dass den Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen eine feste Einspeisevergütung über einen bestimmten Zeitraum gewährt wird. Dies sorgt für eine hohe Investitionssicherheit und mindert die Marktrisiken in diesem Bereich. Ob die Vergütung gewährt wird sowie deren Höhe bemisst sich unter anderem danach, um welche Art der erneuerbaren Energie es sich handelt, wann die Anlage in Betrieb genommen wurde (Degression) und weiteren relevanten Parametern. Grundsätzlich orientieren sich die Vergütungssätze an den Kosten der Erzeugung; sie werden staatlich festgelegt[285]. Oftmals werden zu den Einspeisevergütungen zusätzliche Boni gewährt[286], deren Zahlung an die Einhaltung bestimmter technischer oder sonstiger Voraussetzungen geknüpft sind[287]. Das Einspeisetarifmodell ist das in der EU am meisten eingesetzte Modell[288].

Im Stromsektor findet für Bestandanlagen mit einem Inbetriebnahezeitpunkt bis 31. Juli 2014 in Bezug auf die energetische Verwertung von Biomasse das Einspeisetarifmodell Anwendung, indem der in Kraft-Wärme-Kopplung oder ausschließlich durch die Verbrennung von Biomasse erzeugte Strom nach den § 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014 iVm. § 27 ff. EEG 2012 vergütet wird.

(2) Förderung der Marktintegration

Eine bedeutende Rolle im Erneuerbare-Energien-Gesetz kommt seit der Fassung von 2012 dem Institut der Direktvermarktung zu (§§ 33a ff. EEG 2012). Diesbezüglich existiert ein vollständiges Kapitel, welches den eher oberflächlichen Ansatz des § 17 EEG 2009 zu diesem Thema ersetzt und als „zweite Säule des [Erneuerbare-Energien-Gesetzes] neben der ersten Säule der Einspeisevergütung bezeichnet werden kann“[289]. Im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 wurde die Direktvermarktung, im ersten Referentenentwurf noch als Eigenvermarktung bezeichnet, urspünglich eingeführt, um mittel- bis langfristig die Wettbewerbsfähigkeit

[285] *V. Oschmann/M. Ragwitz/G. Resch*, Die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, ZNER 2006, S. 7 (7).
[286] Diese existieren in einigen Mitgliedstaaten auch als alleiniges Förderinstrument oder als Alternative zu einer Einspeisevergütung.
[287] Commission Staff Working Document, The support of electricity from renewable energy sources, COM (2008) 19 final, S. 5.
[288] Vgl. *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Einf. Rn. 30, wonach das Modell (Stand Dezember 2008) in 18 der 27 Mitgliedsstaaten, darunter neben Deutschland in Spanien, Frankreich und Dänemark, Anwendung findet.
[289] *D. Müller*, Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012, ZUR 2012, S. 22 (22); Auch die Gesetzesbegründung spricht von einer „eigenständigen Säule“, siehe BT-Drs. 17/6247, S. 1.

der erneuerbaren Energien im Energiebinnenmarkt zu erreichen. Die Erzeuger sollen dafür sukzessive an den Strommarkt herangeführt werden und lernen, ihren Strom selbst oder in Kooperation mit anderen Akteuren direkt zu vermarkten und der Nachfrage entsprechend zu liefern[290].

Nunmehr verdeutlicht die Systematik der geänderten Reihenfolge der Nennung im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, dass die Direktvermarktung nicht mehr eine zusätzliche Option darstellt[291], sondern den Regelfall bildet. So ist die über die Marktprämie geförderte Direktvermarktung nun der erste in § 19 Abs. 1 EEG 2014 als Nummer 1 genannte Förderanspruch. Dagegen besteht gem. § 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014 nur noch „ausnahmsweise" ein Anspruch auf Einspeisevergütung. Dieser geänderten Grundausrichtung folgend regelt zunächst Abschnitt 2[292] des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 die geförderte Direktvermarktung und erst daran anschließend der Abschnitt 3[293] des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 die Sonderfälle der Einspeisevergütung.

(3) Bonus-Modell

Das Bonus-Modell setzt an beiden Enden des Marktes an. Einerseits erhalten die Erzeuger, die erneuerbare Energien für die Produktion von Strom, Wärme oder Kraftstoffen nutzen und Verbraucher, die diese einsetzen, eine über dem Marktpreis liegende Vergütung oder Boni, um die mit der Erzeugung aus erneuerbaren Energien verbundenen Mehrkosten zu kompensieren[294]. Andererseits werden zur Finanzierung dieses Anreizsystems die Lieferanten der konventionellen, fossilen Brennstoffe oder die Gesamtheit der übrigen Endverbraucher zur Übernahme der Kosten verpflichtet. Durch das Modell erfolgt daher im Gegensatz zum Quoten-Modell eine Preissteuerung[295].

In Bezug auf die energetische Nutzung von Biomasse wurde das Bonus-Modell insbesondere vor der Einführung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes als ein mögliches Fördermodell zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung diskutiert[296]. Es wurde angestrebt, damit das im Strombereich erfolgreiche Erneuerbare-Energien-Gesetz von seiner Wirkungsweise auf den Wärmebereich zu übertragen[297]. Aufgrund der

[290] Konsolidierte Gesetzesbegründung zum EEG 2009, S. 44 Fn. 11, abrufbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/A10-EEG_2009_konsolidierte_Begr_0.pdf (22.09.2014).
[291] Vgl. § 33a II EEG 2012 „können".
[292] §§ 34-36 EEG 2014.
[293] §§ 37-39 EEG 2014.
[294] *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 178.
[295] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 16.
[296] Ausführlich dazu: *BMU*, Eckpunkte für die Entwicklung und Einführung budgetunabhängiger Instrumente zur Marktdurchdringung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, Dezember 2006, abrufbar unter http://www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/endbericht_waermemarkt.pdf (16.05.2013).
[297] *J. Fischer/S. Klinski*, Modelle für eine Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, ZUR 2007, S. 8 (13).

unterschiedlichen Infrastrukturen im Strom- und Wärmesektor (siehe dazu unten D.III.4.b(1)) ist Anknüpfungspunkt für die Vergütung jedoch nicht die Lieferung von Wärme, sondern die erzielte Umweltentlastung[298]. Dessen „Wert" ist als Bonus an die Nutzer regenerativer Rohstoffe wie der Biomasse zur Wärmeerzeugung zu vergüten und die Kosten – je nach Variante des Modells – von den Herstellern fossiler Brennstoffe für die Wärmeerzeugung oder der Gesamtheit der Verbraucher zu tragen[299].

3. Zwischenfazit

Mit Erlass der Richtlinie 2009/28/EG wurde die Grundlage geschaffen, die erneuerbaren Energien in Europa weiter und stärker auszubauen, mit dem Ziel, das Klima zu schützen und eine langfristige Energieversorgung zu gewährleisten. Hierfür enthält die Richtlinie für jeden einzelnen Mitgliedstaat Vorgaben bezüglich ihrer Anteile erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch, stellt ihnen jedoch frei, wie diese in den unterschiedlichen Sektoren umgesetzt werden und mit welchen Mitteln die Ziele erreicht werden.

Hierfür stehen mehrere Instrumente zur Verfügung, mithilfe derer eine Förderung und in der Folge ein Wachstum regenerativer Energien bewirkt werden kann und tatsächlich haben die Mitgliedstaaten diese Bandbreite auch ausgenutzt und eine Vielzahl an Mechanismen und Vergütungssystemen gewählt, um ihre Mindestanteile zu erreichen[300]. Als besonders effektiv hervorzuheben sind in diesem Zusammenhang die Förderung durch Einspeisevergütungen sowie Quoten- in Verbindung mit Zertifikatmodellen, die von der Mehrzahl der Mitgliedstaaten praktiziert werden und die im Allgemeinen zu einem signifikanten Anstieg der Anteile regenerativer Energien in der Europäischen Union geführt haben[301].

Die Bundesrepublik hat sich hinsichtlich der Stromerzeugung mit Blick auf die Richtline 2009/28/EG bislang für das Modell der Einspeisevergütung – umgesetzt im Erneuerbare-Energien-Gesetz – entschieden, um den Strom aus erneuerbaren Quellen wie der Biomasse zu fördern und dessen Anteil am gesamten Stromverbrauch auf Dauer zu erhöhen. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 wurden erste Ansätze zur Einführung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien gemacht, die ab Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 durch ihren verpflichtenden Charakter verstärkt umgesetzt wurden.

---

[298] *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 179.

[299] Zu den Details vgl. dazu: *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 180 ff.

[300] *O. Langniß/J. Diekmann/U. Lehr,* Die Förderung Erneuerbarer Energien als Regulierungsaufgabe, S. 80 ff., abrufbar unter http://www.fachdokumente.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/40232/BWK24011SBer.pdf?command=downloadContent&filename=BWK24011SBer.pdf&FIS=203 (25.04.2013);
V. Oschmann/M. Ragwitz/G. Resch, Die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, ZNER 2006, S. 7 (7).

[301] *V. Oschmann/M. Ragwitz/G. Resch*, Die Förderung von Strom aus Erneuerbaren Energien in der Europäischen Union, ZNER 2006, S. 7 (7 ff.).

Für die nahe Zukunft („spätestens“ ab 2017) ist die Systemumstellung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Ausschreibungsmodelle angelegt.

II. Systematisierung der nationalen Förderinstrumente für die energetische Biomassenutzung

Bei der nationalen Förderung des Einsatzes von Biomasse in den Aggregatszuständen gasförmig, fest und flüssig in den Energiesektoren Strom, Wärme/Kälte und Kraftstoffe findet nahezu das gesamte klassische umweltenergierechtliche Instrumentarium Anwendung. Dies soll, soweit es für die energetische Biomassenutzung einschlägig ist, daher zunächst zur Einführung und aus Verständnisgründen für die nachfolgenden Ausführungen systematisiert und vorgestellt werden, bevor in den nächsten Abschnitten die konkreten Instrumente zur Förderung der energetischen Biomassenutzung untergliedert nach den Energieträgerarten untersucht werden. Für diese Untersuchung wird ein weiter Begriff der Förderung zugrunde gelegt, wonach auch Instrumente des Ordnungsrechts, wenn sie nach dem Willen des Gesetzgebers den Einsatz von Biomasse bzw. allgemeiner von erneuerbaren Energien zur Energieerzeugung fördern sollen[302], dazu gezählt werden. Hinsichtlich der ordnungsrechtlichen Regelungen wird im Rahmen dieses Vorhabens dabei zwischen den Maßnahmen differenziert, die rein der Gefahrenvorsorge bzw. Vorbeugung von schädlichen Umwelteinwirkungen dienen, wie das im Arbeitspaket 4 behandelte Zulassungsrecht von Biomasseanlagen und dem Ordnungsrecht, das auf eine Förderung des Einsatzes von Biomasse als erneuerbare Energie abzielt, welche in diesem Arbeitspaket 3 geprüft wird.

Die Darstellung der Förderung der energetischen Biomassenutzung anhand der Instrumentenlehre wird vorangestellt, da ausgehend von den bereits eingesetzten und zur Verfügung stehenden Instrumenten eine klare rechtliche Strukturierung vorgenommen und in den Arbeitspakten 5 und 6 neue Ansätze entwickelt werden können. Dabei werden die Instrumente jeweils insbesondere hinsichtlich Ihrer die Vor- und Nachteile bzw. Stärken und Schwächen sowie der Geeignetheit des Instruments zur Erreichung der angestrebten Ziele bewertet, damit im weiteren Verlauf des Vorhabens für Vorschläge der Änderung oder Neuschaffung von Regelungen darauf zurückgegriffen werden kann. Gemein ist allen Förderansätzen, dass sie mehrere Zielsetzungen verfolgen: Es sollen Versorgungssicherheit durch Substitution fossiler Brennstoffe durch Biomasse und dadurch Schonung fossiler Ressourcen erreicht, ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet, der ländliche Raum gefördert, die inländische Wertschöpfung gesteigert und Arbeitsplätze geschaffen werden.[303] Es wird sich zeigen, dass aufgrund

[302] So für den Wärmesektor bspw. entsprechend des Zwecks und Ziels des EEWärmeG die Erzeugung von Wärme und Kälte aus Erneuerbaren Energien zu fördern, obwohl das Instrumentarium des EEWärmeG ordnungsrechtliche Verpflichtungen enthält.
[303] Vgl. *BMU/BMLEV*, Biomasseaktionsplan, S. 10.

dieser vielfältigen Ziele und den Unterschieden in den Nutzungspfaden Strom, Wärme/Kälte und Verkehr sowie der unterschiedlichen Arten der eingesetzten Biomasse eine Vielzahl von Förderansätzen bzw. Kombinationen davon vom Gesetzgeber gewählt wurden und diese bspw. bei der Entwicklung der Förderung von Biokraftstoffen im Verkehrssektor sogar mehrfache Instrumentenwechsel erfahren haben. Dieser Regelungsbereich kann daher auch als „Spielwiese" zum Ausprobieren aller in Betracht kommenden Förderansätze bezeichnet werden. Zudem werden die Förderinstrumente zur Vermeidung von dadurch etwaig bedingten umwelt- und klimaschädigenden Auswirkungen durch weitere (Nachhaltigkeits-) Instrumente flankiert, die die ökologische und klimaneutrale Gesamtbilanz der Biomassenutzung (und -erzeugung) gewährleisten sollen[304]. Dieser vielfältige „Instrumentenmix" bedarf wegen der Wechselwirkungen und etwaiger Inkonsistenzen zunächst der Systematisierung.

Die Instrumente des nationalen Umweltenergierechts sind im Wesentlichen die der direkten Verhaltenssteuerung durch ordnungsrechtliche Regelungen (1.), die der indirekten Verhaltenssteuerung durch finanzielle und sonstige Anreize (2.) sowie Planungsinstrumente (3.). Das daneben eingesetzte Instrument der Umweltinformation wird aufgrund seiner untergeordneten Bedeutung für die energetische Biomassenutzung im Vorhaben nur am Rande betrachtet. Hierzu zählen grundsätzlich Maßnahmen, die bei allen Akteuren ansetzen, um den Wissensstand über die Funktionsweise, Leistungsfähigkeit und Ökonomie erneuerbarer Energien – wie der Biomasse – zu verbessern[305].

1. Direkte Verhaltenssteuerung (Ordnungsrecht)

Eine direkte Verhaltenssteuerung liegt vor, wenn eine Rechtsnorm oder eine administrative Maßnahme einzelnen Personen zwingend ein bestimmtes Handeln (oder Unterlassen) abverlangt[306]. Das Ordnungsrecht wirkt direkt auf das jeweils gewünschte Verhalten durch Rechtsbefehle ein[307]. Die Kosten der Pflichterfüllung sind zudem vom Betroffenen selbst zu tragen[308]. Die wesentlichen Maßnahmen dieses Instrumentes sind Ge- und Verbote, die den Adressaten zu einem bestimmten Verhalten in Form von Leistung, Duldung oder Unterlassen verpflichten, Kontrollmöglichkeiten der Verwaltung in Form von Genehmigungsverfahren und anschließenden Befolgungskontrollen sowie repressive Instrumente der Verwaltung in Form von nachträglichen Untersagungs-, Stilllegungs- oder Beseitigungsverfügungen hinsichtlich nicht erwünschten, umweltrelevanten Verhaltens[309]. Mit dem hier vertretenen wei-

[304] *S. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (83).
[305] Vgl. *BMU*, Studie: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, 31.10.1999, S. 14, abrufbar unter http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/klimaschutz-ee.pdf (14.05.2013).
[306] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 36.
[307] *G. Lübbe-Wolff*, Instrumente des Umweltrechts, NVwZ 2001, S. 481 (481).
[308] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 12.
[309] Weitergehend hierzu: *W. Erbguth/S. Schlacke*, Umweltrecht, 4. Aufl., § 5 Rn. 20 ff.

ten Förderungsbegriff werden auch ordnungsrechtliche wirkende Instrumente aufgrund der übergeordnet gewollten Förderung der energetischen Biomasse in diesem Abschnitt erörtert.

Die Vorteile der direkten Verhaltenssteuerung liegen in der rechtsstaatlichen Klarheit und Berechenbarkeit[310] sowie der Möglichkeit der Verwaltung, die Ge- und Verbote des Ordnungsrechts auch zwangsweise gegenüber dem Verpflichteten durchzusetzen. Den Vorteilen stehen jedoch auch gewichtige Nachteile entgegen. Zu nennen sind v.a. Vollzugsdefizite durch Informationsmängel der Verwaltung[311] aufgrund nicht ausreichender Ausstattung, fehlenden wissenschaftlich-technischen Sachverstands und mangelnden Einblicks in Betriebsabläufe.[312] Gerade das Umweltenergierecht zeichnet sich dadurch aus, dass die Verwaltung bei der Beurteilung von Sachverhalten einen besonders hohen Informationsstand haben müsste. Die Vollzugsdefizite können sich dabei auf der Ebene von Genehmigungsverfahren, aber auch bei den nachträglichen Kontrollen zur Einhaltung von Geboten, Auflagen usw. ergeben. Ferner bietet das Ordnungsrecht keine Anreize für den Einzelnen, überobligatorische Maßnahmen zu ergreifen[313] und berücksichtigt nicht die Kostenstrukturen des individuellen Verursachers[314]. Letzteres kann dazu führen, dass gerade (potentielle) Betreiber kleinerer Anlagen und Private von Investitionen abgehalten werden, da Genehmigungsverfahren zu aufwändig und langwierig für sie wären. Schließlich sind ordnungsrechtliche Ge- und Verbote regelmäßig einer Anfechtung und gerichtlichen Kontrolle unterlegen, sodass sich z.T. erhebliche zeitliche Verzögerungen bis zur Durchsetzung umweltgerechten Verhaltens ergeben können[315], da für eine effiziente Wirkung ein hoher Vollzugsaufwand nötig ist[316]. Aufgrund dieser Nachteile des Ordnungsrechts wird die im nachstehenden Abschnitt dargestellte indirekte Verhaltenssteuerung häufig als ergänzendes Mittel zu ordnungsrechtlichen Regelungen angesehen[317].

Für die energetische Biomassenutzung finden ordnungsrechtliche Instrumente sowohl bei allen Energieträgerarten als auch auf jeweils mehreren Wertschöpfungsstufen Anwendung. Neben dem klassischen ordnungsrechtlichen Zulassungsrecht für Biomasse- und insbesondere Biogasanlagen, das aufgrund seiner hohen Bedeutung und Komplexität im gesonderten Arbeitspaket 4 untersucht wird, versucht der Gesetzgeber bei der Herkunft der verwendeten Einsatzstoffe, den Transport der erzeugten Energieformen und vor allem deren Nutzung durch ordnungsrechtliche Instrumente zu steuern. Bei den Einsatzstoffen werden Nachhal-

[310] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 38.
[311] *W. Hoppe/M. Beckmann/P. Kauch*, Umweltrecht, 2. Aufl., § 9 Rn. 2.
[312] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 172.
[313] *W. Hoppe/M. Beckmann/P. Kauch*, Umweltrecht, 2. Aufl., § 9 Rn. 2.
[314] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 172.
[315] Vgl. *W. Hoppe/M. Beckmann/P. Kauch*, Umweltrecht, 2. Aufl., § 9 Rn. 2.
[316] *G. Lübbe-Wolff*, Instrumente des Umweltrechts, NVwZ 2001, S. 481 (483).
[317] Vgl. bspw. *W. Hoppe/M. Beckmann/P. Kauch*, Umweltrecht, 2. Aufl., § 9 Rn. 3.

tigkeitsanforderungen für die Herstellung und die Herkunft von flüssiger Biomasse durch die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung für den Einsatz zur Stromerzeugung, sowie flüssiger und gasförmiger Biomasse, die im Verkehr eingesetzt wird, durch die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und den damit in Zusammenhang stehenden Vorgaben des Bundes-Immissionsschutzgesetzes aufgestellt. Für den Transport gasförmiger Biomasse, also Biomethan durch das Erdgasnetz, hat sich ein umfangreicheres ordnungsrechtlich unterstützendes, gegenüber dem Transport von Erdgas privilegierendes Instrumentarium entwickelt, dass aus diesem Grund in einem gesonderten Abschnitt (D.VII.) geprüft wird. Der Hauptfokus ordnungsrechtlicher Instrumente liegt, besonders bei der gasförmigen Biomasse, bei der Nutzung der aus der Biomasse erzeugten Wärme als Nutzenergie im Gebäudesektor durch die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes und der Energieeinsparverordnung.

2. Indirekte Verhaltenssteuerung (finanzielle und sonstige Anreize)

Bei der indirekten Verhaltenssteuerung handelt es sich um Instrumente, die den Einzelnen auf die eine oder andere Weise veranlassen sollen, von sich aus umweltrechtliche Handlungsrahmen einzuhalten und Anforderungen und Ziele des Umweltschutzes zu erfüllen[318]. Die Entscheidungsfreiheit, sich umweltschützend oder umweltfördernd zu verhalten, wird daher dem Einzelnen selbst überlassen. Das Instrument zielt dabei auf das persönliche (wirtschaftliche) Eigeninteresse des Einzelnen ab[319]. Die indirekten Steuerungsinstrumente wirken, wobei auch die Steuerung durch Umweltinformation zu den indirekten Instrumenten gezählt wird, in zwei Richtungen. Entweder werden Einzelnen Subventionen für umweltfreundliches Verhalten zugestanden oder Abgaben für Umweltbeeinträchtigungen auferlegt. Das Umwelt(energie-)recht hat sich dabei zu einem Referenzgebiet für neue Instrumente der indirekten Verhaltenssteuerung entwickelt[320].

Allgemein werden als Stärken der indirekten Verhaltenssteuerung, gerade im Verhältnis zu ordnungsrechtlichen Mitteln des Zwangs, die Akzeptanzerhöhung für umweltfreundliches Verhalten durch freiwillige Maßnahmen (nach *Kloepfer* die sog. Akzeptanzwirkung) und teilweise der Anreiz zu überobligatorischem Verhalten, also Umweltschutzanstrengungen über das gesetzlich gebotene Maß hinaus, hervorgehoben[321]. Die Schwächen liegen in dem Verlust rechtsstaatlicher Klarheit und der Lenkungsunschärfe, da nur prognostiziert werden

[318] *U. Ramsauer*, in: H.-J. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 3 Rn. 47.
[319] Vgl. *W. Erbguth/S. Schlacke*, Umweltrecht, 4. Aufl., § 5 Rn. 82; *G. Lübbe-Wolff*, Instrumente des Umweltrechts, NVwZ 2001, S. 481 (485).
[320] *U. Ramsauer*, in: H.-J. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 3 Rn. 47.
[321] Sog. dynamische Anreizwirkung, vgl. *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 171; a.A. *W. Hoppe/M. Beckmann/P. Kauch*, Umweltrecht, 2. Aufl., § 9 Rn. 7, wonach Finanzhilfen gerade keinen Anreiz bieten, über die Erfüllung des Tatbestands der Finanzhilfe hinaus weitergehende Anstrengungen zu unternehmen; sich selbst widersprechend *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 200.

kann, ob und in welchem Umfang der Normadressat sich umweltfreundlich verhalten wird[322]. Ferner beinhalten ökonomische Anreize das Risiko mittelbarer Marktbeeinflussung bis hin zu Wettbewerbsverzerrungen[323].

Ein wesentliches Mittel der indirekten Verhaltenssteuerung ist die Vergabe von Subventionen, mithin fiskalische Anreize. Dabei handelt es sich um Zuwendungen aus öffentlichen Mitteln an Privatpersonen, die wenigstens zum Teil ohne marktmäßige Gegenleistung gewährt werden und helfen sollen, Ziele im öffentlichen Interesse, hier im Interesse des Umweltschutzes, zu verwirklichen[324]. Subventionen können in Form positiver Leistung als Zuschüsse, nicht rückzahlbare Zuwendungen und Darlehen unter Marktzins oder in Form von Ausnahmeregelungen (auch als Finanzhilfen bezeichnet[325]) oder Befreiungen von steuerrechtlichen und sonstigen Abgaben gewährt werden. Einen Sonderfall stellen dabei die Einspeisevergütungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dar, das ausgehend von einem zivilrechtlichen Förderansatz konzipiert ist[326], und im Sektor der Stromerzeugung aus Biomasse das wichtigste nationale Instrument darstellt.

Obwohl Subventionen eine bedeutende Rolle im Umweltenergierecht spielen, spricht eine Vielzahl von Nachteilen gegen Ihren Einsatz. In fiskalischer Hinsicht ist zunächst die Haushaltsbelastung für den Staat zu nennen.[327] Dies bedeutet gleich zwei gewichtige Nachteile. Zum einen wird die Allgemeinheit nach dem Gemeinlastprinzip mit den Kosten, die Einzelnen als Subventionen zugutekommen[328], belastet. Zum anderen fehlt es insbesondere bei haushaltsabhängigen Fördermaßnahmen häufig an der Investitionssicherheit für bspw. Anlagenbetreiber, wenn es aufgrund von Mindereinnahmen usw. zu Programmstopps kommt. Dadurch werden kontinuierliche Investitionen gehemmt[329], wie sich bspw. im Jahr 2010 durch den temporären Stopp des Marktanreizprogramms für den Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt[330] oder den Stopp des Mini-KWK-Impulsprogramms[331] für die In-

[322] Vgl. *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 174.
[323] *R. Sparwasser/R. Engel/A. Voßkuhle*, Umweltrecht, 5. Aufl., § 2 Rn. 169.
[324] *U. Ramsauer*, in: H.-J. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 3 Rn. 93.
[325] *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 40.
[326] *P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 1 Rn. 5; *Lübbe-Wolff* bezeichnet die Vergütung nach dem EEG als „staatlich verordneten Mitteltransfer zwischen Privaten“, vgl. *G. Lübbe-Wolff*, Instrumente des Umweltrechts, NVwZ 2001, S. 481 (489).
[327] Subventionen sind, wodurch ihre Leistungsfähigkeit begrenzt ist, teuer, vgl. *G. Lübbe-Wolff*, Instrumente des Umweltrechts, NVwZ 2001, S. 481 (489).
[328] *R. Sparwasser/R. Engel/A. Voßkuhle*, Umweltrecht, 5. Aufl., § 2 Rn. 158.
[329] Bzw. es fehlt an Marktkontinuität, vgl. *G. Wustlich*, Rechtsentwicklung der Erneuerbaren Energien – Kontinuitäten, Umbrüche, Konsolidierung, in: U. Ehricke (Hrsg.), Die neuen Herausforderungen im Lichte des Energierechts, 1. Aufl., S. 41 (47).
[330] Siehe dazu Pressemitteilung des BAFA, abrufbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/presse/pressemitteilungen/2010/07_energie.html (23.04.2013).
[331] Förderprogramm "Richtlinien zur Förderung von KWK-Anlagen bis 20 kW_{el}", aktuelle Fassung v. 17.01.2012, abrufbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/kraft_waerme_kopplung/mini_kwk_anlagen/vorschriften/rili_minikwk.pdf (15.05.2013).

stallation von sehr kleinen KWK-Anlagen im Gebäudebereich[332] gezeigt hat. Ferner decken die Subventionen in der Regel die Investitionskosten nicht vollständig ab, sodass der Investor noch erhebliche Eigenmittel aufbringen muss und weitere Instrumente in Kombination mit den Subventionen einsetzen muss.[333] Dadurch wird die Gefahr verstärkt, dass es zu ungewollt negativen Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Arten von Instrumenten kommt. Schließlich besteht die Gefahr, dass sich eine allgemeine „Subventionsmentalität"[334] entwickelt, die zur gedanklichen Verknüpfung von umweltgerechten Verhalten im Gegenzug zu staatlichen Leistungen führen kann.

Die Kehrseite der Subventionen sind (Umwelt-)Abgaben, die in Form von Steuern, Gebühren, Beiträgen und Sonderabgaben erhoben werden[335]. Als Ausdruck des im Umweltrecht herrschenden Verursacherprinzips wird für die Nutzung eines Umweltmediums pro Einheit ein bestimmter Preis hoheitlich festgelegt[336]. Die Stärke von Umweltabgaben liegt im geringen Vollzugsaufwand, da in der Regel nicht individuelle Verursachungsbeiträge für die Berechnung zugrunde gelegt, sondern Pauschalierungen vorgenommen werden.[337] Die Schwächen des Instruments liegen u.a. darin, dass bei multikausalen Umweltbelastungen der Verursacher schwierig zu bestimmen ist[338] und generell die richtige Höhe der Abgabe nur annäherungsweise zielführend festgelegt werden kann[339]. Wird die Abgabe zu gering angesetzt, kann sie ihre Wirkung verfehlen, wenn der Adressat die Zahlung in Kauf nimmt, weil der Aufwand zur Vermeidung von Umweltbelastung höher ist als die Zahlung der Abgabe. Ist die Abgabe zu hoch bemessen, kann die Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Unternehmen gefährdet sein[340]. In diesem Zusammenhang bereitet nicht nur die Adressatenseite, sondern auch die Ursachenseite Schwierigkeiten, nämlich die für die Festlegung der Abgabenhöhe notwendige Quantifizierung der verursachten Umweltbelastungen oder -schäden[341]. Ein weiterer Nachteil, auch durch die vorgenannte (betriebswirtschaftliche) Abwägungsmöglichkeit des Adressaten, ist die Wirkungsunschärfe[342] des Instruments, da nur eine Prognose darüber abgegeben werden kann, ob der Adressat die Abgabe leisten oder in Kauf nehmen wird.

Steuererleichterungen und -vergünstigungen in Form von Befreiungen, Ermäßigungen oder Entlastungen von solchen Abgaben stellen eine weitere wesentliche Form der Förderung

[332] Siehe dazu Mitteilung des BMU, abrufbar unter http://www.bmu-klimaschutzinitiative.de/de/projekte_nki?p=4&d=334 (23.04.2013).
[333] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 200.
[334] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 200.
[335] *R. Schmidt/W. Kahl*, Umweltrecht, 8. Aufl., § 1 Rn. 54.
[336] *R. Sparwasser/R. Engel/A. Voßkuhle*, Umweltrecht, 5. Aufl., § 2 Rn. 134; *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 102.
[337] *U. Ramsauer*, in: H.-J. Koch(Hrsg.) , Umweltrecht, 3. Aufl., § 3 Rn. 96.
[338] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 226.
[339] *R. Sparwasser/R. Engel/A. Voßkuhle*, Umweltrecht, 5. Aufl., § 2 Rn. 117.
[340] Vgl. *W. Erbguth/S. Schlacke*, Umweltrecht, 4. Aufl., § 5 Rn. 94.
[341] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 225.
[342] *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 5 Rn. 230.

umweltgerechten Verhaltens dar. Sie existieren in Bezug auf die energetische Biomassenutzung für die wichtigsten fiskalischen Verbrauchssteuern[343] sowohl im Energiesteuer- als auch im Stromsteuerrecht. Ersteres besteuert gem. § 1 Abs. 1 Satz 3 EnergieStG den Verbrauch von Energieerzeugnissen.

Das Stromsteuerrecht regelt im Stromsteuergesetz die Voraussetzungen, unter denen die Entnahme von Strom der Besteuerung (in welcher Höhe) unterliegt[344]. Die Regelungen gehen auf die Ermächtigung in Art. 15 der RL 2003/96/EG zurück, wonach es den Mitgliedsstaaten überlassen ist, uneingeschränkte oder eingeschränkte Steuerbefreiungen oder Steuerermäßigungen für u.a. elektrischen Strom, der aus Biomasse oder aus Biomasse hergestellten Erzeugnissen gewonnen wird (Art. 15 Abs. 1 Satz 1 lit. b) RL 2003/96/EG), für Energieerzeugnisse und elektrischen Strom, die für die Kraft-Wärme-Kopplung verwendet werden (Art. 15 Abs. 1 Satz 1 lit. c) RL 2003/96/EG) oder elektrischen Strom, der bei der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird (Art. 15 Abs. 1 Satz 1 lit. d) RL 2003/96/EG) zu gewähren. Steuerliche Ausnahmeregelungen gibt es auf dieser Grundlage im Energiesteuergesetz unter dem Oberbegriff der Steuervergünstigungen in Form der steuerfreien Verwendung für bestimmte Zwecke, der Steuerermäßigung bei der Verwendung von Energieerzeugnissen zu bestimmten begünstigten Zwecken und der Steuerentlastung, die zum Erlass, Erstattung oder Vergütung einer bereits entstandenen Steuer in voller bzw. anteiliger Höhe führen kann. Nach den §§ 9 ff. StromStG können unter dem Oberbegriff Steuererleichterungen[345] Steuerbefreiungen bzw. -ermäßigungen sowie Steuererlasse, -erstattungen und Vergütungen gewährt werden[346].

Für die energetische Biomassenutzung existiert bei allen Energieträgern (gasförmige, flüssige und feste Biomasse) eine Vielzahl von finanziellen Anreizsystemen. Auf der Wertschöpfungsstufe des Anlagenbaus stehen, beginnend durch Investitionszuschüsse und zinsgünstige Darlehen der Kreditanstalt für Wiederaufbau und des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, über insbesondere die Erzeugung von elektrischer Energie durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in den verschiedenen Fassungen, Steuererleichterungen für den Einsatz von Biomasse als Brennstoff bis zum Marktanreizprogramm und diversen Förderprogrammen des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und der Kreditanstalt für Wiederaufbau zur Nutzung von aus Biomasse erzeugter Energie.

[343] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 31.
[344] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 209.
[345] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 225.
[346] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 210.

3. Planungsrechtliche Instrumente

Auch Planungsinstrumente spielen bei der energetischen Biomassenutzung eine nicht unerhebliche[347] und zunehmend[348] bedeutsame Rolle, wenn die Regelungen zumeist auch keinen direkten Bezug zur Biomasse haben, sondern, wie sich zeigen wird, den Einsatz von erneuerbaren Energien allgemein und/oder Kraft-Wärme-Kopplung zugunsten klimapolitischer Ziele vorsehen. Dieser Umstand wird bei der Bearbeitungstiefe beachtet.

Die sog. Umweltplanung versucht als Instrument die Bewältigung räumlicher Umweltprobleme mit den Mitteln planerischen Handelns[349]. Sie ist fester Bestandteil der umweltrechtlichen Steuerung und ist notwendigerweise mit den ordnungsrechtlichen Regelungen verbunden[350]. Als Mittel der Umweltplanung kommen allgemeine Umweltprogramme, umweltspezifische und -relevante Fachplanungen sowie raumbezogene Gesamtplanungen in Betracht.

Die Stärken der planerischen Instrumente liegen in ihrer Mehrdimensionalität, die eine Berücksichtigung komplexer Ursachen- und Problemzusammenhänge erlaubt und frühzeitig Umweltgefahren erkennen lässt[351]. Zudem erhöhen sie die Effektivität umweltschützenden Handelns, da vielfältige Maßnahmen koordiniert und in ein Gesamtkonzept integriert werden können[352]. Demgegenüber liegen die Nachteile dieses Instruments in der schwachen gesetzlichen Determinierung aufgrund des dem Planungsträger zukommenden Planungsermessens[353]. Im Rahmen der Raumordnung ist die verminderte Wirkleistung dadurch gegeben, dass die in der Raumordnung festgelegten Grundsätze durch die planenden Behörden in der planerischen Abwägung gem. § 1 Abs. 7 BauGB mit anderen ggf. dem Umweltschutz entgegenstehenden Belangen abzuwägen sind[354]. Lediglich die Ziele der Raumplanung binden nach § 1 Abs. 4 BauGB die Bauleitplanung[355]. Weitere Schwäche ist die Tatsache, dass bei der Planerstellung (wie auch bei Mitteln der indirekten Verhaltenssteuerung) nur eine Prognoseentscheidung künftiger Entwicklungen getroffen werden kann[356]. Dadurch ist die (positive) Beeinflussung bzw. das mögliche Entgegenwirken ungewollter (negativer) Entwicklungen mit Unsicherheiten behaftet. Auf der Ebene der Bauleitplanung ist die Bindungswir-

---

[347] Bereits 2004 sah *Kloepfer* die sich abzeichnende Bedeutung des Baurechts als Instrument zur Sicherung einer dauerhaft-umweltverträglichen Energiegewinnung und -versorgung, vgl. *M. Kloepfer*, Umweltrecht, 3. Aufl., § 16 Rn. 139.

[348] Einen erheblichen Bedeutungszuwachs des allgemeinen Umweltschutzes in der Bauleitplanung sieht *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 BauGB Rn. 105.

[349] *W. Erbguth/S. Schlacke*, Umweltrecht, 4. Aufl., § 5 Rn. 3.

[350] *U. Ramsauer*, in: H.-J. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 3 Rn. 99.

[351] *W. Erbguth/S. Schlacke*, Umweltrecht, 4. Aufl., § 5 Rn. 11.

[352] *R. Schmidt/W. Kahl*, Umweltrecht, 8. Aufl., § 1 Rn. 33.

[353] *R. Sparwasser/R. Engel/A. Voßkuhle*, Umweltrecht, 5. Aufl., § 2 Rn. 88.

[354] *W. Hoppe/M. Beckmann/P. Kauch*, Umweltrecht, 2. Aufl., § 7 Rn. 58.

[355] Siehe *N. Hermann*, in: H.-J. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 13 Rn. 41.

[356] *W. Erbguth/S. Schlacke*, Umweltrecht, 4. Aufl., § 5 Rn. 7.

kung des Flächennutzungsplans auf das Entwicklungsgebot des § 8 Abs. 2 Satz 1 BauGB begrenzt, wie sich bereits aus der Formulierung des § 1 Abs. 2 BauGB als „vorbereitender Bauleitplan“ ergibt. Seine genaue Rechtsnatur ist zwar nicht im Baugesetzbuch geregelt. Die Darstellungen des Flächennutzungsplans entfalten jedoch grundsätzlich keine Außenwirkung und wirken regelmäßig nur gemeindeintern[357]. Demgegenüber enthält der Bebauungsplan als verbindlicher Bauleitplan die rechtsverbindlichen Festsetzungen für die städtebauliche Ordnung und hat als Satzung Rechtsnormcharakter[358].

Die vielfachen planungsrechtlichen Regelungen setzen hinsichtlich der energetischen Nutzung von gasförmiger, fester und flüssiger Biomasse auf den unterschiedlichen Ebenen der Planung von der Raumordnung über die Bauleitplanung bis hin zu gemeindlichen Satzungen an. Sie adressieren dabei die gesamte Wertschöpfungskette der Biomassenutzung: von der Planung der Standorte, der Erzeugungsanlagen, der Verteilung der erzeugten Energie durch Leitungsinfrastrukturen, bis zum Einsatz der aus Biomasse erzeugten Energie, ggf. in Kraft-Wärme-Kopplung. Neben größer dimensionierten Biomasseanlagen weisen insbesondere Wärmenetze bereits bei der Versorgung mehrerer Gebäude einen gewissen Flächenbedarf auf, sodass sie im Rahmen der gemeindlichen Bauleitplanung berücksichtigt und die Flächen gesichert werden müssen[359]. Für dieses Vorhaben wurden einschlägige planungsrechtliche Normen auf der Ebene der übergeordneten Raumordnung im Raumordnungsgesetz[360], der gemeindlichen Bauleitplanung im Baugesetzbuch und der Baunutzungsverordnung[361] sowie in § 16 EEWärmeG iVm. mit den jeweiligen landesrechtlich in den Gemeindeordnungen geregelten Ermächtigungen zur Vorschreibung eines Anschluss- und Benutzungszwangs identifiziert.

4. Zwischenfazit

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es für die komplexe Materie des Umweltenergierechts im Allgemeinen und der hier untersuchten besonders schwierigen Ausgangslage für den energetischen Einsatz von Biomasse[362] eines aufeinander abgestimmten und konsistenten „Instrumentenmixes“ bedarf und kein einzelnes Instrument allein zielführend eingesetzt werden kann. Bei der Auswahl der einzusetzenden Instrumente sind dabei die Kriterien

[357] *F. Dirnberger*, in: W. Spannowsky/M. Uetrichtz (Hrsg.), Beck-OK BauGB, 27. Ed., September 2014, § 1 Rn. 25.
[358] *H. Ferner*, in: ders./H. Kröninger/M. Aschke (Hrsg.), BauGB, 3. Aufl., § 1 Rn. 15; *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 22.
[359] *A. Ingold/T. Schwarz*, Städtebau- und Energiefachrecht, NuR 2010, S. 308 (311).
[360] Raumordnungsgesetz v. 22.12.2008 (BGBl. I S. 2986), das zuletzt durch Artikel 9 des Gesetzes v. 31.07.2009 (BGBl. I S. 2585) geändert worden ist.
[361] Baunutzungsverordnung in der Fassung der Bekanntmachung v. 23.01.1990 (BGBl. I S. 132), die zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 11.06.2013 (BGBl. I S. 1548) geändert worden ist.
[362] So allgemeiner in Bezug auf die Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt: *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 10.

von u.a. Umweltwirksamkeit, Marktkonformität, Akzeptanz, politischer Durchsetzbarkeit, Effizienz und Praktikabilität[363] zu berücksichtigen. Zudem sind die Wechselwirkungen zwischen den Energieträgern und -sektoren und den Instrumentenarten zu beachten.

In den folgenden Abschnitten wird der nationale Förderrahmen für die energetische Biomassenutzung untergliedert nach den drei verwendeten Energieträgern gasförmige Biomasse (III.), feste Biomasse (IV.) und flüssige Biomasse (V.) untersucht. Die europarechtlichen Vorgaben werden soweit vorhanden und relevant jeweils vorab dargestellt. Im Abschnitt VI. werden sektorenübergreifende Regelungsbereiche und im Abschnitt VII. die Sondermaterie Biomethan betrachtet.

III. Gasförmige Biomasse

Die gasförmige Biomasse[364] ist der mit Abstand regelungsintensivste Energieträger unter den Biomassearten, weswegen dieses Regelungsregime als erstes untersucht und dargestellt werden soll. Soweit erforderlich wird in diesem Abschnitt auch auf allgemeine Ausführungen zurückgegriffen, um an die besonderen Vorgaben für Biogas heranzuführen. Bei den beiden anderen Formen von Energieträgern – feste und flüssige Biomasse – werden in den weiteren Abschnitten auf Abweichungen, Besonderheiten, und eigenständige Regelungen eingegangen. Wie bereits ausgeführt, zeichnen der Aufbau innerhalb dieses Abschnitts und den beiden anderen Energieträger praxisnah die Wertschöpfungskette nach. Die relevanten Regelungen auf nationaler Ebene werden – soweit vorhanden – auf den Wertschöpfungsstufen der erzeugten Einsatzstoffe, der Energieerzeugung von Strom und/oder Wärme/Kälte sowie Kraftstoffe aus Biomasse und Einspeisung in die Energieinfrastruktur, dem ggf. erforderlichen Transport der erzeugten Energie und der Nutzung der erzeugten Energie in Gebäuden, in Fahrzeugen usw. erörtert.

1. Einsatzstoffe

Die Wertschöpfungskette der energetischen Biomassenutzung beginnt bei den Einsatzstoffen, die zur Vergärung in Biogasanlagen gewonnen, geerntet und in sonstiger Weise beschafft werden. Sofern die Einsatzstoffe angebaut werden, bestehen für deren Herkunft und Produktion zum Teil Nachhaltigkeitsanforderungen, die derjenige, der die Einsatzstoffe zu Energie „verarbeitet“, beachten muss, um bspw. die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung für den daraus erzeugten Strom vergütet zu bekommen.

[363] Vgl. dazu *R. Sparwasser/R. Engel/A. Voßkuhle*, Umweltrecht, 5. Aufl., § 2 Rn. 209.
[364] Im Weiteren in diesem Abschnitt vereinfachend als „Biogas“ bezeichnet.

Die Nachhaltigkeitsanforderungen sind dabei ein flankierendes Instrument[365] für die Sektoren der Stromerzeugung und des Verkehrs, die in den vergangenen Jahren an Bedeutung gewonnen haben, da nachteilige, nicht gewollte Umweltauswirkungen durch die Förderung hervorgerufen worden, bspw. durch den vermehrten Einsatz von Pflanzenölen zur nach dem EEG vergüteten Stromerzeugung (Palmöl). Darauf hat der Gesetzgeber – unter Beachtung der europarechtlichen Vorgaben – mit zwei Nachhaltigkeitsverordnungen reagiert, von denen eine für den Einsatz von gasförmiger Biomasse als Biokraftstoff einschlägig ist, nämlich der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung[366].

Die Vorschriften zur Nachhaltigkeit von gasförmiger Biomasse haben ihren weiteren Anwendungsbereich für flüssige Energieträger, d.h. Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, und werden aus diesem Grund im Rahmen der Vorschriften zur flüssigen Biomasse (D.VI.2.) näher erläutert.

2. Energieerzeugung

In diesem Abschnitt werden die derzeit für Neuanlagen und für Bestandsanlagen geltenden Regelungen untersucht, die die Erzeugung von Strom und/oder Wärme aus gasförmiger Biomasse direkt vor Ort fördern[367]. Dabei wird unterschieden zwischen Investionsförderungen für die Erzeugungsanlagen (a.) und der Vergütung für den erzeugten Strom (b).

a. Finanzielle Anreize für Erzeugungsanlagen

Auf Bundesebene bietet die Kreditanstalt für Wiederaufbau als Förderung das Programm Erneuerbare Energien – Standard (Nr. 270[368]) für den Einsatz von erneuerbaren Energien u.a. zur Strom- und Wärmeerzeugung aus gasförmiger Biomasse (Biogas) an. Das Programm zielt auf kleinere Erzeugungsanlagen und fördert die Errichtung, Erweiterung und den Erwerb von Anlagen, die die Anforderungen des geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfüllen, u.a. auch Anlagen zur Erzeugung und Nutzung von Biogas, auch wenn sie nicht der Stromerzeugung dienen. Die Förderung erfolgt über zinsgünstige Investitionsdarlehen, zum Teil mit Tilgungszuschüssen. Grundvoraussetzung ist, dass die Anlagen zumindest einen Teil des Stroms in das öffentliche Stromnetz einspeisen.

---

[365] *S. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller, Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (83).

[366] Die für flüssige Biomasse einschlägige Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung wird unter D.VI.2.b. besprochen.

[367] Die Förderung der Strom- und Wärmeerzeugung in KWK wird als Querschnittsmaterie unter D.VI.1. besprochen.

[368] *KfW*, Merkblatt abrufbar unter https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000000178-Merkblatt-270-274.pdf (28.07.2014).

Ferner fördert die Rentenbank mit dem Programm „Energie vom Land“ ebenfalls Investitionen zur energetischen Verwertung nachwachsender Rohstoffe und anderer organischer Verbindungen durch Biogasanlagen und Biomasseheizkraftwerke[369]. Das Programm fördert in Form zinsgünstiger Darlehen kleine und mittlere Unternehmen (KMU), die Investitionen zur energetischen Verwertung nachwachsender Rohstoffe und anderer organischer Verbindungen tätigen. Dazu gehören bspw. Biogasanlagen. Auf Landesebene existieren schließlich weitere Förderprogramme, die hier im Einzelnen nicht untersucht wurden.

b. Finanzielle Anreize für Stromerzeugung

Das maßgebliche Instrument zur finanziellen Anreizung der Stromerzeugung ist auch bei der energetischen Biomassenutzung das Erneuerbare-Energien-Gesetz, wenn der erzeugte Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist und vom zuständigen Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber vergütet wird. In diesem Abschnitt werden zunächst die für Neu- und zum Teil für Bestandsanlagen geltenden Regelungen des am 01. August 2014 in Kraft getretenen Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 sowie die Biogas-spezifischen Vorgängerregelungen der Erneuerbaren-Energien-Gesetz-Fassungen 2012, 2009, 2004 und 2000 untersucht. Das Vergütungssystem für Strom aus (insbesondere gasförmiger, aber auch fester und flüssiger) Biomasse nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich im Laufe der Jahre seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2000 sehr ausdifferenziert und stetig geändert und ist mit der Urfassung nicht mehr zu vergleichen.

(1) Instrumentelle Einordnung des EEG

Der Stromsektor wird bei allen erneuerbaren Energien, und so auch beim energetischen Einsatz von Biomasse, zur Stromerzeugung maßgeblich[370] durch das am 1. April 2000 in Kraft getretene Erneuerbare-Energien-Gesetz als Hauptinstrument dominiert, mit dem (auch) der Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung rechtlich gesteuert wird. Dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vorausgegangen war das Stromeinspeisungsgesetz und verschiedene Förderprogramme auf Bundes- und Landesebene[371], mit denen die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien angereizt werden sollte. Seit Sommer 2014 ist die geltende Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – nunmehr zum Ausbau der erneuerbaren Engergien – in Kraft. Bei der finanziellen Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse hatte sich der deutsche Gesetzgeber mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000 für die oben unter D.I.2.b. dargestellte Einspeisetarifmodell entschieden[372]. Im geltenden Erneuerbare-

[369] *Rentenbank*, Programmbedingungen Energie v. Land v. 01.04.2014, abrufbar unter http://www.rentenbank.de/cms/dokumente/10013159/93041291/Energie_v._Land.pdf (28.07.2014).
[370] So *U. Prall/W. Ewer*, in: H.-J. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 9 Rn. 92.
[371] Wie bspw. das 250-MW-Windenergieprogramm oder das 1000-Dächer-Programm des Bundes.
[372] *S. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller, Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (87).

Energien-Gesetz 2014 ist jedoch der Systemwechsel hin zur verpflichtenden Direktvermarktung als Regelfall der Förderung erfolgt und bereits die Saat für den nächsten Evolutionsschritt hin zum Ausschreibungsmodell gesäht[373].

Grundsätzlich ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz den Instrumenten der indirekten Verhaltenssteuerung zuzuordnen. Es ist dabei jedoch ein Sonderfall, weil es eine besondere Form von Subventionen[374] darstellt und lässt sich dadurch nicht eindeutig einem Mittel der indirekten Verhaltenssteuerung zuordnen. Es handelt sich innerhalb der indirekten Verhaltenssteuerung zwar um ein Mittel, dass auf ökonomische Anreize zur freiwilligen Entscheidung zum Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung setzt. Als privatrechtliches Instrument regelt es jedoch vornehmlich das Verhältnis zwischen privaten Anlagen- und Netzbetreibern und schafft gesetzliche Anspruchsgrundlagen[375]. Denn in erster Linie gewährt es den Betreibern von Anlagen zur Erzeugung vom Strom u.a. aus Biomasse (und der ggf. vorherigen Aufbereitung von Rohbiogas zu Biomethan) – neben einem gesetzlichen Anspruch auf Anschluss der Biomasseanlage an das Netz des örtlichen Netzbetreibers (§ 8 EEG 2014) und vorrangiger Abnahme des Stroms (§ 11 EEG 2014) in finanzieller Hinsicht eine garantierte Marktprämie über einen festen Zeitraum von 20 Jahren[376] (§ 19 Abs. 1 iVm. §§ 44 ff. EEG 2014). § 7 EEG 2014 normiert dafür, wie durchgängig seit der Urfassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, ein gesetzliches Schuldverhältnis zwischen Anlagen- und Netzbetreiber. Spiegelbildlich[377] zu den Ansprüchen der Anlagenbetreiber wird der jeweils nächstgelegene Netzbetreiber im Wege des (unmittelbaren) Kontrahierungszwangs[378] zum Anschluss, vorheriger Abnahme und Vergütung des erzeugten Stroms verpflichtet. Zwischen Anlagen- und Netzbetreiber entsteht gem. § 7 EEG 2014 ein gesetzliches Schuldverhältnis.

Auch wenn im Erneuerbare-Energien-Gesetz die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse durch ökonomische Anreize eindeutig im Vordergrund steht, darf nicht vernachlässigt werden, dass zwei weitere damit in Zusammenhang stehende Instrumente Anwendung finden. Zum einen sind der Förderung der Stromgewinnung aus Biomasse Instrumente zur Förderung effizienter Technologien inhärent[379]. In den verschiedenen Fassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wurde durch Gewährung von Boni bzw. Zusatzvergütungen rechtlich

[373] Vgl. dazu grundlegend *T. Müller/H. Kahl/F. Sailer*, Das neue EEG 2014, ER 2014, S. 139 ff.
[374] Zur Beihilfediskussion um das EEG vgl. bspw. *N. Grabmayr/A. Stehle/F. Pause/T. Müller*, Das Beihilfeverfahren der EU-Kommission zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 2 v. Feb. 2014, abrufbar unter http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Forschung/WueBerichte_2_Beihilfeverfahren_zum_EEG-2012_final.pdf (29.07.2014).
[375] Vgl. *U. Prall/W. Ewer*, in: M. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 9 Rn. 95.
[376] § 22 EEG 2014.
[377] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 21.
[378] *P. Salje,* EEG 2012, 6. Aufl., § 5 Rn. 5.
[379] Vgl. *S. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller, Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (87 f.).

steuernd eingegriffen oder auf neue technologische Erkenntnisse reagiert, um besonders effiziente und innovative Technologien stärker zu fördern bzw. andere zurückzudrängen. Der Bonus soll dabei einen Anreiz für die Nutzung innovativer und somit besonders umwelt- und klimaschonender Anlagentechniken sowie die Entwicklung innovativer Technologien setzen[380]. Als Technologieförderung zu nennen ist bspw. der Technologiebonus für innovative Anlagentechnik[381], wie Brennstoffzellen oder Organic-Rankine-Anlagen, der in § 8 Abs. 4 EEG 2004 erstmalig aufgenommen wurde und in veränderter Fassung im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 fort galt. Bereits im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 wurde der Technologiebonus gestrichen[382]. Durch diese Zusatzvergütung für die Stromerzeugung aus Biomasse beim Einsatz bestimmter Technologien können sich Konsistenzprobleme im Hinblick auf die Förderung der Anlagentechnik ergeben, weil deren Einsatz durch unterschiedliche Mechanismen angereizt wird. Neben dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erfolgen nämlich Investitionszuschüsse und die Vergabe zinsgünstiger Darlehen für die Installation von Anlagen bspw. über das Marktanreizprogramm für erneuerbare Energien im Wärmemarkt (mehr dazu unter D.IV. 3.).

Neben der Technologieförderung enthielten verschiedene Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 (wie auch teilweise schon das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009) zum anderen ordnungsrechtartige Anforderungen für den Bereich der Biomasse, die als Voraussetzung für den Erhalt der Einspeisevergütungen einzuhalten sind. Zu nennen sind bei der Vergütung für Strom aus Biomasse die Anforderungen in § 27 Abs. 4 und 5 EEG 2012 hinsichtlich bspw. des Mindesteinsatzes von Kraft-Wärme-Kopplung oder in § 27a Abs. 3 und 5 EEG 2012 bei der Vergütung von Strom aus Anlagen, die Biogas einsetzen, das aus anaerober Vergärung von Biomasse gewonnen wurde, bzgl. des Vorhandenseins einer Nachrotte. Mit der Abkehr von der einsatzstoffbezogenen finanziellen Förderung im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 konnten diese Anforderungen gestrichen werden.

Die Rechtsnatur dieser Anforderungen ist nicht eindeutig bestimmbar. In der Kommentarliteratur werden die Anforderungen teilweise als „Restriktionen“ bezeichnet, die das Erneuerbare-Energien-Gesetz vorher in dieser Form nicht kannte[383], teilweise wird von „Sonderbestimmungen“ ausgegangen[384], die zusätzliche Vergütungsbestimmungen aufstellen. Teilweise werden die Anforderungen den „Obligationen“ zugeordnet, die den Anlagenbetreibern

[380] So die Gesetzesbegründung zum EEG 2009, BT-Drs. 16/8148, S. 78.
[381] Ausführlich zum Technologiebonus im EEG 2004 und 2009: *H. von Bredow*, in: H. Loibl/M. Maslaton/ders./R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 15.
[382] Vgl. *H. von Bredow*, in: H. Loibl/M. Maslaton/ders./R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 15 Rn. 4.
[383] *P. Salje,* EEG 2012, 6. Aufl., § 27 Rn. 77; Mit Bezug auf die Regelungen im EEG 2009: *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 27 Rn. 132.
[384] Mit Bezug auf die Regelungen im EEG 2009: *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 27 Rn. 31.

gegen sich selbst gerichtete Pflichten auferlegen[385]. Im Gesetzesentwurf des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 heißt es zur Begründung des § 27 Abs. 4 EEG 2012, dass durch die Anforderungen der Vergütungsanspruch für Strom aus Biomasse im Sinne einer ressourcen- und klimaschonenden Bioenergienutzung an bestimmte allgemeine Vergütungsvoraussetzungen gekoppelt wird[386]. Die Uneinigkeit zeigt bereits, dass diese Regelungen nicht recht in die Systematik des Förderrechts passen. Im Ergebnis führt die Nichterfüllung dieser Voraussetzungen jedoch zum Wegfall oder zur Verringerung der Vergütung für aus Biomasse erzeugten Strom. Am ehesten sind zusätzliche Anforderungen an die Vergütung mithin nach hiesiger Auffassung dem Ordnungsrecht zuzuordnen. Aufgrund ihrer engen Verknüpfung mit dem Förderrecht werden diese Regelungen jedoch in diesem Abschnitt zur Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse behandelt. Hier zeigt sich jedoch das Problem, dass die Verknüpfung und Integration von (fachrechtlichem) Ordnungsrecht in das Förderrecht zu Inkonsistenzen und nicht gewollten Wechselwirkungen führen kann.

Für die weitere Betrachtung des Förderinstrumentes des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist zusammenfassend zu konstatieren, dass es nicht ausschließlich auf die Einspeisevergütung für die Stromerzeugung konzentriert ist, sondern dies durch gezielte Technologieförderung und flankierenden ordnungsrechtlichen Vorgaben unterstützt wird. Es bieten sich mithin für den Einsatz von Biomasse zur Stromerzeugung rechtliche Steuerungsmöglichkeiten über die Grundvergütung, die Zusatzvergütungen und ordnungsrechtliche Anforderungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz und darauf beruhender Verordnungen.

Nach allgemeiner Auffassung[387] zeigt sich das Instrument des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bislang für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien als effektives Förderinstrument. Dies gilt grundsätzlich auch für die Stromerzeugung aus Biomasse, für die sich die rechtlichen Mechanismen und grundlegenden Prinzipien über die Jahre bewährt haben[388]. Ein Grund hierfür liegt sicherlich in der hohen Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber, die bei einer garantierten Einspeisevergütung die Wirtschaftlichkeit der Anlage für zumindest 20 Jahre gut planen können. Ein erheblicher Nachteil der langfristig garantierten finanziellen Förderung ist die dauerhafte Bindung, da wegen des Bestandsschutzes nachträglich nur in sehr begrenztem Umfang steuernd in die Rechtsposition der Anlagenbetreiber eingegriffen werden kann.

---

[385] Nicht nachvollziehbar abweichend zu seiner Auffassung zu den Regelungen in § 27: *Salje,* EEG 2012, 6. Aufl., § 27a Rn. 6 f. *Salje* entnimmt dieser Einordnung etwas systemfremd den Kanon des Zivilrechts.

[386] BT-Drs. 17/6071, S. 71 f.

[387] Vgl. bspw. *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG Kommentar, 3. Aufl., Einl., Rn. 35; *T. Müller*, Der Rechtsrahmen zur Förderung und Nutzung Erneuerbarer Energien, in: W. Köck/K. Faßbender (Hrsg.), Klimaschutz durch Erneuerbare Energien, 1. Aufl., S. 15 (18); *G. Wustlich*, Rechtsentwicklung der Erneuerbaren Energien – Kontinuitäten, Umbrüche, Konsolidierung, in: U. Ehricke (Hrsg.), Die neuen Herausforderungen im Lichte des Energierechts, 1. Aufl., S. 41 (44); *H-J. Koch*, Klimaschutzrecht, NVwZ 2011, S. 641 (651).

[388] *M. Maslaton,* in: H. Loibl/ders./H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 1 Rn. 1.

(2) Vergütungsrelevante Bestimmungen

(a) Anlagenbegriff des EEG[389]

Gerade im Bereich der Stromgewinnung aus Biomasse, den das Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt, spielt der Anlagenbegriff eine wichtige Rolle und wird seit jeher heftig diskutiert[390]. Ende 2013 hatte der BGH sich schließlich für den weiten Anlagenbegriff entschieden[391]. Im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 ist der Anlagenbegriff nunmehr in § 5 Nr. 1 EEG 2014 legaldefiniert, wobei er inhaltlich unverändert[392] zur Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 geblieben ist. Die Begriffsbestimmung lautet

> *„Anlage" (ist) jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas; als Anlage gelten auch Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus erneuerbaren Energien oder Grubengas stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln*,"

Der Anlagenbegriff dient vor allem als Anknüpfungspunkt bei der Ermittlung der Vergütungshöhe im Rahmen der §§ 44 ff. EEG 2014 (ehemals §§ 27 ff. EEG 2012), denn jeder Anlage kommt für sich genommen ein Vergütungsanspruch zu, welcher gem. § 44 EEG 2014 je nach Anlagenleistung sinkt. Dies hat zur Folge, dass es einen erheblichen Unterschied macht, ob eine Anlage mit einer Leistung von 1 Megawatt vorliegt oder eine Vergütung für zwei Anlagen mit einer jeweiligen Leistung von 500 Kilowatt gewährt werden soll[393]. Ferner ist er zentraler Aspekt der Vorschriften über die Degression sowie der Vorgaben über die Direktvermarktung. Schließlich ist der Anlagenbegriff relevant für die gewünschte Flexibilisierung der Biogasanlagen, da hierfür technische Veränderungen der Anlage erforderlich sind, deren Eingriffe in den Bestand zur Geltung des gegenwärtigen Erneuerbare-Energien-Gesetzes führen können und ein rechtliches Hemmnis für Anlagenbetreiber darstellt.

---

[389] Ausführlich zum Anlagenbegriff mit dem Stand EEG 2012: *H. Loibl,* in: ders./M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 2; *C. Weißenborn*, Der Anlagenbegriff im Erneuerbaren-Energie-Gesetz, REE 2013, S. 155 ff.

[390] Siehe hierzu: Empfehlung der Clearingstelle EEG v. 01.07.2010 – Az. 2009/12; *H. Loibl*, Strom aus Biogasanlagen – Ein Überblick über die Neuregelungen des EEG 2012, REE 2011, S. 197 (200).

[391] BGH, Urt. v. 23.10.2013 – VIII ZR 262/12, NVwZ 2014, S. 313 (313). Für ausführliche Besprechungen des Urteils siehe *H. Loibl*, Der Anlagenbegriff bei Biogasanlagen: Das BGH Urteil vom 23.10.2013 und seine Konsequenzen, REE 2014, S. 1 ff.; *H. von Bredow/S. Herz*, Anlagenbegriff und Inbetriebnahme im EEG, ZUR 2014, S. 139 ff.; *M. Herms/C. Richter*, Urteil des BGH zum Anlagenbegriff im EEG – Weder Fisch noch Fleisch, NVwZ 2014, S. 422 ff.; *C. Richter/M. Herms*, Die Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff im EEG – Vorhang zu und alle Fragen offen, ER 2014, S. 3 ff.

[392] *H. Loibl*, Anlagenbegriff und Höchstbemessungsleistung bei Biogasanlagen nach dem EEG 2014, REE 2014, S. 149 (150).

[393] *H. Loibl,* in: ders./M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 2 Rn. 2.

(b) Inbetriebnahmebegriff des EEG

Wie der Anlagenbegriff – und damit im Zusammenhang stehend – ist auch der Inbetriebnahmebegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der über den Inbetriebnahmezeitpunkt die Höhe der Einspeisevergütung bestimmt, umstritten und hat in der Vergangenheit vielfältige Auslegungsprobleme insbesondere mit Bezug zur Biomasseverstromung hervorgerufen[394].

Der Inbetriebnahmezeitpunkt wird dabei auf Grundlage des Anlagenbegriffs bestimmt. Er wurde zuletzt im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 neu gefasst. Der Gesetzgeber hat durch die Neufassung des Begriffes der Inbetriebnahme in § 5 Nr. 21 EEG 2014 (ehemals in § 3 Nr. 5 EEG 2012) sowie des Förderbeginns und der Förderdauer in § 22 EEG 2014 erkennbar auf die Entscheidung des BGH[395] zum (Biogas-) Anlagenbegriff reagiert, wie aus der ungewöhnlich ausführlichen Gesetzesbegründung hierzu deutlich wird. Der Wortlaut der Begriffsbestimmung ist nunmehr nach § 5 Nr. 21 EEG 2014:

> *„Inbetriebnahme“ (ist) die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage nach Herstellung ihrer technischen Betriebsbereitschaft ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas; die technische Betriebsbereitschaft setzt voraus, dass die Anlage fest an dem für den dauerhaften Betrieb vorgesehenen Ort und dauerhaft mit dem für die Erzeugung von Wechselstrom erforderlichen Zubehör installiert wurde; der Austausch des Generators oder sonstiger technischer oder baulicher Teile nach der erstmaligen Inbetriebnahme führt nicht zu einer Änderung des Zeitpunkts der Inbetriebnahme,“*

Künftig ist für den Zeitpunkt des Förderbeginns und der Förderdauer nicht mehr die Inbetriebnahme des Generators, sondern der Anlage insgesamt maßgeblich. In einer Art Replik auf das obiter dictum des BGH in der vorgenannten Entscheidung, wonach der Vergütungszeitraum für den durch einen an einer Bestandsanlage angeschlossenen weiteren Generator gesondert zu laufen beginnt,[396] sagt die Gesetzesbegründung ausdrücklich, dass auch für später hinzugebaute Generatoren auf den Inbetriebnahmezeitpunkt der Anlage abzustellen ist.[397] Ferner ist maßgeblich, zu welchem Zeitpunkt die Anlage erstmalig mit erneuerbaren Energien betrieben wurde. Die vorherige Inbetriebnahme mit fossilen Brennstoffen, wie Erdgas, führt nach der neuen Begriffsfassung noch zu keiner Inbetriebnahem nach § 5 Nr. 21 EEG 2014[398].

---

[394] Ausführlich zum Inbetriebnahmebegriff mit Stand EEG 2012: *M. Koch,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 3.
[395] BGH, Urt. v. 23.10.2013 – VIII ZR 262/12, NVwZ 2014, S. 313 (313).
[396] BGH, Urt. v. 23.10.2013 – VIII ZR 262/12, NVwZ 2014, S. 313 (320).
[397] Gesetzesbegründung zu § 22 EEG, BT-Drs. 18/1304, S. 193.
[398] Vgl. *M. Geipel/M. Uibeleisen*, Die Übergangsbestimmungen für Bestandsanlagen im EEG 2014, REE 2014, S. 142 (143).

Auch der Inbetriebnahmebegriff wurde zuvor in § 3 Nr. 5 EEG 2012 neugefasst und damit eine noch im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 bestehende Unklarheit diesbezüglich ausgeräumt. Grundsätzlich ist anhand des § 3 Nr. 5 EEG 2012 der Inbetriebnahmezeitpunkt für Anlagen zu bestimmen, die unter das Erneuerbare-Energien-Gesetz fallen, was wiederum einen zentralen Aspekt bei der Bestimmung der Vergütungshöhe und -dauer darstellt[399]. Demnach galt die Anlage als erstmalig in Betrieb gesetzt, wenn sie technisch betriebsbereit ist, unabhängig davon, ob der Generator der Anlage mit erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde (§ 3 Nr. 5 EEG 2009). Zwingende Voraussetzung ist also, dass bereits Strom erzeugt wird. Darüber hinaus wurden in Bezug auf diese Definition jedoch zwei Auslegungsansätze vertreten:

Die überwiegende Ansicht stellte in erster Linie auf den zweiten Halbsatz der Norm ab und argumentierte mit Bezug hierauf, dass sich die erstmalige Inbetriebnahme der gesamten Anlage nach dem Zeitpunkt der erstmaligen Inbetriebsetzung des Generators richtet, ganz unabhängig von den eingesetzten Stoffen (erneuerbare Energien, Grubengas oder sonstige Energieträger). Dies bedeutete, dass, wurde in eine neu errichtete Anlage ein gebrauchter Generator eingebaut, die gesamte Anlage das Inbetriebnahmejahr des erstmaligen Einsatzes des Generators erhielt[400].

In Einzelfällen würde der § 3 Nr. 5 EEG 2009 jedoch auch dahingehend ausgelegt, dass für die Inbetriebnahme der Anlage die erstmalige Inbetriebsetzung der gesamten Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien maßgeblich sein soll; dies insbesondere mit Blick auf den ersten Halbsatz des § 3 Nr. 5 EEG 2009. Dies bedeutete, dass die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators außer Acht gelassen wurde – was auch dem weiten Anlagenbegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 entsprach, der sich gerade nicht auf den Generator allein beschränkte – sondern lediglich die Herstellung der Betriebsbereitschaft der gesamten in Frage stehenden Einrichtung berücksichtigte[401].

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 wurde diese Rechtsunsicherheit beseitigt[402], indem der § 3 Nr. 5 EEG 2012 neu gefasst wurde. Demnach gilt als erstmalige Inbetriebsetzung des Generators die Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde. Dies entspricht im Wesentlichen der oben dargestellten zweiten Auffassung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009.

[399] *P. Salje,* EEG 2012, 6. Aufl., § 3 Rn. 186.
[400] *J. Reshöft,* in: ders. (Hrsg.), EEG 2009, § 3 Rn. 54.
[401] *M. Maslaton/H. Loibl/E. Bahrs,* Erneuerbare Energien am Beispiel der Biogasproduktion, 1. Aufl., S. 23 f.
[402] BT-Drs. 17/6071, S. 61.

(3) Vergütungsvoraussetzungen und -höhen

Nachstehend sollen die jeweiligen Vergütungssystematiken sowie Entwicklungslinien und -brüche bei der Vergütung von Biogas nach den verschiedenen Erneuerbare-Energien-Gesetz-Fassungen seit 2000 nachgezeichnet werden. Es werden die jeweiligen Änderungen bei den Vergütungsvoraussetzungen und Einspeisevergütungen sowie Probleme bei Auslegung und Anwendung der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vorschriften für Biogas und Biomethan untersucht. Nicht Gegenstand dieses Abschnitts ist die besondere Vergütungsform der Direktvermarktung mit Markt- und Flexibilitätsprämie, die als Flexibilisierungsoption für Biogasanlagen gesondert in Arbeitspaket 5[403] erörtert wird. Grundsätzlich differenziert wird nach Neuanlagen (Inbetriebnahme ab dem 01. August 2014), für die die Vergütungsregeln des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 gelten und Bestandsanlagen, auf die, je nach Inbetriebnahmezeitpunkt und unter Berücksichtigung von Übergangsvorschriften – chronologisch rückwärts dargestellt – teilweise weiterhin die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Fassungen 2012, 2009, 2004 oder 2000 anzuwenden sind. Die Darstellung der älteren Erneuerbare-Energien-Gesetz-Fassungen ist für den umfangreichen Bestand von Biogasanlagen[404] erforderlich, der noch teilweise nach den alten Regelungen vergütet wird.

(a) Neuanlagen ab Geltung des EEG 2014

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014[405] ist seit dem 01. August 2014 geltendes Recht und bringt für die Verstromung von Biomasse, und zwar insbesondere mit Biogas im Fokus, erhebliche Veränderungen und Einschnitte bei der Förderung mit sich, die sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen betreffen. Bereits im Vorfeld des Gesetzgebungsverfahrens war der politische Wille der Bundesregierung deutlich zu Tage getreten, zur Vermeidung einer weiteren Steigerung der EEG-Umlage vor allem an einer der – im Vergleich zu den anderen erneuerbaren Energien – teuersten bewerteten Technologien[406], der Biomasse, anzusetzen. Im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien wurde die Begrenzung der Förderung überwiegend auf Rest- und Abfallstoffe als Einsatzstoffe für künftige Anlagen als Kerninstrument zur Men-

[403] Siehe AP V, D.II.

[404] Nach den Branchenzahlen des Fachverbands Biogas e.V. wurden entsprechend der Geltungszeiträumen der verschiedenen EEG-Fassungen in den Zeiträumen 2000-2003 insgesamt 900 Biogasanlagen, 2004-2007 insgesamt 2.141, 2009-2011 insgesamt 3.284 und 2012-2013 insgesamt 675 neue Biogasanlagen zugebaut. Die meisten Biogasanlagen fallen daher unter das Rechtregime der EEG-Fassungen 2004 und v.a. 2009, vgl. *Fachverband Biogas e.V.*, Branchenzahlen 2013 und Prognose 2014, S. 1, Stand Juli 2014, abrufbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/14-07-01_Biogas%20Branchenzahlen_2013-Prognose_2014.pdf (29.07.2014).

[405] Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066).

[406] Im Koalitionsvertrag wurde dies noch nicht konkret benannt. Dies erfolgte aber deutlich im Referentenentwurf des BMWi zum EEG 2014 v. 04.03.2014, S. 101, der zudem auf die kaum vorhandenen Kostensenkungspotentiale hinweist. In der Gesetzesbegründung zum EEG 2014 wird dies wiederholt, S. 137.

gensteuerung angekündigt.[407] Dies stellt eine Umkehr zu der erstmalig im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 erfolgten Erweiterung der (durch eine mit Bonus) geförderten Verstromung von aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnenen Biogasen dar. Dies war im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 gerade dazu eingeführt worden, um die begrenzten Abfallstoffströme zu „schonen". Fraglich ist, warum zehn Jahre später die Förderung von Neuanlagen wieder auf Rest- und Abfallstoffe fokussiert wird. Diese dürften weiterhin nicht in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Jedenfalls stellt die Fokussierung neben der beabsichtigten Kostenreduktion der einzigen Form erneuerbarer Energien, die im Betrieb Rohstoffe verbraucht, eine Reaktion auf die zunehmend auch in der Öffentlichkeit diskutierten Nutzungskonkurrenzen und Konflikte mit dem Naturschutz dar.[408] In dem im Januar 2014 beschlossenen Eckpunktepapier wurde der Maßnahmenkatalog um die Streichung der Boni für die beiden Einsatzstoffvergütungsklassen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 und des Gasaufbereitungsbonus sowie um einen Deckel für den weiteren Zubau und verschärfte Degressionsregelungen bei dessen Überschreitung erweitert.[409] Die besondere Bedeutung der Biomasse bei der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes wird schließlich durch eine Protokollerklärung zu den Eckpunkten verdeutlicht, die lediglich zur Biomasse verfasst wurde.[410] Die Erklärung betont zwar erneut die Mengenbegrenzung durch die Beschränkung auf Rest- und Abfallstoffe, zugleich hebt sie aber die positive Eigenschaft der Biomasse, bedarfsgerecht zur Stromerzeugung eingesetzt zu werden, hervor.

Zur Umsetzung des beschriebenen restriktiven Ausbaupfades wurden die Vergütungsvorschriften für Strom aus Biomasse erheblich reformiert. Neben einer Stärkung der Direktvermarktung als nun vorrangigen Förderpfad und der Betonung der Degression[411] führt die Novelle zu einer deutlichen Vereinfachung der Vergütungsstruktur.

Wie für die gesamte Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, wird auch für die Biomasseverstromung die Direktvermarktung das neue Standardvermarktungsmodell.[412] Da die Direktvermarktung idR. die aktive Beeinflussung der Anlage erfordert, wird die Fernsteuerbarkeit nun für alle unter die verpflichtende Direktvermarktung fallenden Neuanlagen ebenfalls Voraussetzung für den Anspruch auf die Marktprämie, § 35 Nr. 2 EEG 2014. Ver-

[407] Deutschlands Zukunft gestalten, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 12/2013, S. 39.

[408] Vgl. bspw. http://www.faz.net/aktuell/politik/inland/tank-oder-teller-deutschland-vermaist-11860119.html (30.04.2015); http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/bioenergie-kann-in-deutschland-nicht-zur-energiewende-beitragen-a-846484.html (30.04.2015); http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/diskussion-um-biokraftstoff-e-wir-koennen-tank-und-teller-1.1447241 (30.04.2015).

[409] Kabinettvorlage, Eckpunkte für die Reform des EEG v. 21.01.2014, S. 11 f. Das Nähere zur Ausgestaltung der Degression wird in der Anlage zu den „Eckpunkten für die Reform des EEG" beschrieben, dort S. 2 f.

[410] *BMWI/BMEL/BMZ,* Protokollerklärung zu den Eckpunkten für die Reform des EEG (Biomasse), ohne Datum.

[411] Mit § 28 EEG nunmehr systematisch vor den die Förderung betreffenden §§ 34 ff. EEG 2014 stehend.

[412] T. *Müller/H. Kahl/F. Sailer,* Das neue EEG 2014 – Systemwechsel beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, ER 2014, S. 139 (140); *D. Breuer/T. Lindner*, Die verpflichtende Direktvermarktung nach dem EEG 2014, REE 2014, S. 129 (129 f.).

pflichtend ist die Direktvermarktung nicht im Rechtssinne, da gem. § 20 Abs. 1 EEG 2014 jeweils zum Monatsersten eine freie Wahlmöglichkeit[413] zur Inanspruchnahme der Einspeisevergütung nach §§ 37, 38 EEG 2014 besteht. Allerdings ist die deutlich abgesenkte Förderung ein starker wirtschaftlicher Stimulus zur Wahl der Direktvermarktung.

Zur Erhaltung der die Finanzierungskosten senkenden Investitionssicherheit[414] wird bei der verpflichtenden Direktvermarktung nach § 38 EEG 2014 ein Anspruch auf eine Ausfallvergütung eingeführt, der auch für Strom aus Biomasse gilt. Die Ausfallvergütung ist als rein vorübergehende Regelung in „Notfallsituationen" vom Gesetzgeber intendiert[415]. Sie beträgt 80 Prozent des Wertes, den der Anlagenbetreiber insgesamt in der Marktprämie erzielt hätte. Die Höhe ist in dieser Form ausgestaltet, um einerseits keinen langfristig wirtschaftlichen Betrieb unter Verwendung der Ausfallvergütung zu ermöglichen, gleichzeitig aber die möglichen Verluste zu begrenzen.[416]

Mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 wurde die Förderung der Biomasseverstromung grundlegend geändert und in ihrer Struktur vereinfacht. Für die Förderung der Biomasseverstromung gilt wie für die sonstigen erneuerbaren Energiequellen eine Systemumstellung auf die nunmehr verpflichtende Direktvermarktung (§ 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014) mit nur noch ausnahmsweiser Einspeisevergütung (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2014). Dies ist grundsätzlich unabhängig von den Einsatzstoffen. Wichtig ist weiterhin die Abkehr von der seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 eingeführten Unterscheidung von Grundvergütung und einsatzstoffabhängiger Vergütungserhöhung. Gem. § 44 EEG 2014 wird Biomasseverstromung nur noch mit einer reduzierten[417] Grundförderung angereizt. Diese ist weiterhin in vier Bemessungsleistungsstufen (bis jeweils 150 Kilowatt, 500 Kilowatt, 5 Megawatt und 20 Megawatt) gestaffelt, wobei, wie von Anfang an, die Vergütung jeweils anteilig nach der Leistung der Anlage im Verhältnis zu dem jeweils anzuwendenden Schwellenwert ermittelt wird, § 23 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2014[418].

Neu ist allerdings, dass gem. § 47 Abs. 1 EEG 2014 für Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt nur der Anteil der innerhalb eines Jahres erzeugten Strommenge förderfähig ist, der einer Bemessungsleistung von 50 Prozent der installierten Leistung entspricht.[419] Es besteht also nur eine Möglichkeit der finanziellen Förderung[420] für 50

[413] *G. Wustlich*, Das neue Erneuerbare-Energien-Gesetz – Grundlegend neu – aber auch grundlegend anders?, NVwZ 2014, S. 1113 (1117).
[414] *H. Thomas*, Das EEG 2014 – Eine Darstellung nach Anspruchsgrundlagen, NVwZ Extra 17/2014, S. 1 (2).
[415] Vgl. *D. Breuer/T. Lindner*, Die verpflichtende Direktvermarktung nach dem EEG 2014, REE 2014, S. 129 (139).
[416] BT-Drs. 18/1304, S. 134.
[417] In den Bemessungsleistungsstufen bis 5 MW beträgt die Absenkung der Grundvergütung im Vergleich zum EEG 2012 rd. 4 %, in der Stufe bis 20 MW rd. 3,5 %.
[418] Gesetzlich normiert wurde dies erstmalig in § 18 I EEG 2009, fortgeführt in § 18 I EEG 2012.
[419] Für Strommengen, die darüber hinausgehen, besteht lediglich ein Anspruch auf den Monatsmarktwert des Stroms an der Börse, § 47 I S. 2 EEG 2014.

Prozent der maximal erzeugbaren Strommenge.[421] Dadurch soll eine flexible Fahrweise der Anlage angereizt werden.[422]

Weiterhin Vergütungsvoraussetzung ist der Einsatz von Biomasse iSd. Biomasseverordnung. Alleinige Regelungsreste der einsatzstoffabhängigen Förderhöhe bilden die fortbestehenden Sonderfördertatbestände für die Vergärung von Bioabfällen (§ 45 EEG 2014) und kleine Gülleanlagen (§ 46 EEG 2014). Diese beiden Vorschriften gelten ungeachtet einer redaktionellen Umstellung der für beide geltenden gemeinsamen Vorschriften in § 47 EEG 2014 materiell unverändert zum EEG 2012 fort.[423] Auch die Förderhöhe wurde nur hinsichtlich der seit 2012 eingetretenen Degression angepasst und die bislang gewährte Managementprämie in Höhe von 0,2 Cent/Kilowattstunde in die Grundvergütung eingepreist.[424] Auf die Änderung der Biomasseverordnung wurde reagiert, indem § 46 Nr. 3 EEG 2012 anders als die Vorgängernorm zur Bestimmung der einzusetzenden Gülle nicht mehr auf die Biomasseverordnung verweist, sondern unmittelbar die Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot erfordert. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 reizt zum einen die Nutzung biogener Reststoffe verglichen mit der Nutzung nachwachsender Rohstoffe stärker an, soweit die biogenen Reststoffe kostengünstiger zu beschaffen sind, zum anderen bleibt der Anreiz für die Vergärung bestimmter Bioabfälle bestehen. Einen Bonus für die Gasaufbereitung, der in § 27c Abs. 2 EEG 2012 erst eingeführt worden war, gibt es hingegen nicht mehr. [425] Das ehemals in § 31 GasNZV normierte Mengenziel, bis zum Jahr 2030 10 Milliarden Kubikmeter Biogas jährlich in das Erdgasnetz einzuspeisen, wurde konsequenterweise ebenfalls gestrichen.[426]

In den vergütungsrelevanten Degressionsvorschriften für Biomasse in § 28 EEG 2014 wird der vorgenannte Ausbaupfad erneut in der Ausprägung einer Soll-Vorschrift aufgegriffen. Dadurch kann zwar mehr Leistung in einem Jahr zugebaut werden; die Förderung wird jedoch durch eine erhöhte Degression verringert. Grundsätzlich erfolgt die Degression quartalsweise durch eine pauschale Reduzierung der Vergütungssätze um jeweils 0,5 Prozent, § 28 Abs. 2 EEG 2014. Damit bleibt die Höhe der bisherigen Vergütungsabsenkung in der Jahressumme konstant, da die Degression für Biomassestrom in der Vorgängerfassung 2,0 Prozent pro Kalenderjahr betrug, § 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG 2012. Wird allerdings der Brutto-Zubau von 100 Megawatt überschritten, erhöht sich die Degression gem. § 28 Abs. 3 EEG 2014 iVm. § 26 Abs. 2 Nr. 1 lit. a EEG 2014 – ebenfalls vierteljährlich – auf 1,27 Prozent, sodass in Summe eine jährliche Degression der Vergütungssätze von bis zu 5,08 Prozent

[420] Die Beschränkung gilt nicht für die Ansprüche aus § 11 EEG 2014 (BT-Drs. 18/1304, S. 218).
[421] *H. Thomas*, Das EEG 2014 – Eine Darstellung nach Anspruchsgrundlagen, NVwZ Extra 17/2014, S. 1 (7).
[422] BT-Drs. 18/1304, S. 218.
[423] BT-Drs. 18/1304, S. 216.
[424] BT-Drs. 18/1304, S. 216 f.
[425] Wie in der Kabinettvorlage vorgesehen, siehe Eckpunkte für die Reform des EEG v. 21.01.2014, S. 11.
[426] Ziel ist es künftig nur noch, die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz „zu ermöglichen".

möglich ist. Im Gegensatz zur Photovoltaik und, nunmehr im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, auch Windenergie an Land, bei denen auch eine Verringerung der Degression möglich ist, handelt es sich hierbei um keinen sog. „atmenden", da in beide Richtungen wirkenden, sondern einen feststehenden Deckel. Durch die vierteljährliche, statt bislang jährliche, Anpassungsmöglichkeit hat der Gesetzgeber zudem die Kontrolldichte erhöht und kann schneller auf unerwünscht hohen Zubau reagieren.[427]

Die Relevanz dieser erhöhten Degression ist nach Ansicht der Biogasbranche ohnehin fraglich, da durch die erneut reduzierten Vergütungssätze und Streichungen der Boni kein jährlicher Zubau in dieser Größenordnung mehr erwartet wird.[428]

Die Übergangsvorschrift des § 101 EEG 2014 für Strom aus Biogas sieht ab dem 01. August 2014 eine Begrenzung der Vergütung – sowohl der Marktprämie als auch der Einspeisevergütung – für Bestandsanlagen bis zur jeweiligen sog. Höchstbemessungsleistung vor, § 101 Abs. 1 Satz 1 EEG 2014. Für den Stromanteil, der über die Höchstbemessungsleistung hinaus erzeugt und eingespeist wird, soll in Zukunft lediglich der Monatsmarktwert an der Börse gezahlt werden.

Der Terminus der Höchstbemessungsleistung wurde mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 neu eingeführt und in § 101 Abs. 1 Satz 2 EEG 2014 definiert als „höchste Bemessungsleistung der Anlage in einem Kalenderjahr seit dem Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme und vor dem 01. Januar 2014". Abweichend hiervon gilt gem. § 101 Abs. 1 Satz 3 EEG 2014 „der um 5 Prozent verringerte Wert der am 31. Juli 2014 installierten Leistung der Anlage als Höchstbemessungsleistung, wenn der so ermittelte Wert höher als die tatsächliche Höchstbemessungsleistung nach Satz 2 ist." Dies bedeutet, die Höchstbemessungsleistung wird entweder nach der höchsten Jahresdurchschnittsleistung, die bis Ende 2013 in einem Jahr erreicht wurde, bemessen, oder sie beträgt 95 Prozent der installierten Leistung der Anlage am 31. Juli 2014. Maßgeblich ist der höhere Wert.[429] Abzustellen ist dabei auf die erzeugte – nicht die eingespeiste – Strommenge[430]. Durch finanzielle Einschnitte soll so insbesondere verhindert werden, dass Anlagen, die überwiegend nachwachsende Rohstoffe einsetzen, in größerem Umfang erweitert werden.[431] Ein solches Vorgehen wäre nämlich

[427] Der Gesetzgeber nennt dies „rollierendes" System, vgl. Gesetzesbegründung zu § 27 EEG 2012, BT-Drs. 18/1304, S. 201.
[428] Vgl. Stellungnahme des Fachverbandes Biogas e.V. zur Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2014) – Übersicht der wesentlichen Änderungen und Bewertung v. 01.08.2014, Nr. 2, S. 4; *M. Bensmann*, Gedeckeltes Biogas, Biogas Journal 05/2014, S. 18 (19).
[429] Vgl. *H. von Bredow/F. Valentin*, Das EEG 2014 im Überblick, S. 24, abrufbar unter http://www.vonbredow-valentin.de/wp-content/uploads/2014/07/vBV-Sondernewsletter-zum-EEG-2014.pdf (30.04.2015).
[430] *H. Loibl*, Anlagenbegriff und Höchstbemessungsleistung bei Biogasanlagen nach dem EEG 2014, REE 2014, S. 149 (150).
[431] J. *Vollprecht/F. Clausen,* Auf dem Weg zum EEG 2014 – Ein Werkstattbericht, EnWZ 2014, S. 112 (114).

unter den Vergütungsvorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 bzw. 2009, im Gegensatz zur Neuerrichtung einer Anlage, die wirtschaftlich sinnvollere Alternative.[432]

Anders als noch bei den ersten Entwürfen[433] für ein novelliertes Erneuerbare-Energien-Gesetz, beschränkt sich dieser Vergütungsdeckel ausdrücklich auf Strom aus Biogasanlagen. In vorangegangenen Fassungen wurde diesbezüglich auf die allgemeinere Formulierung „Strom aus Biomasse" zurückgegriffen, jedoch findet sich schon in den hierzu gehörenden Gesetzesbegründungen[434] lediglich der Terminus „Biogasanlagen", was auf eine besondere Relevanz und schon frühere Konkretisierung schließen lässt. Auch die Definition bzw. die genaue Berechnung der Höchstbemessungsleistung wurde im Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens angepasst. Lange war für alle Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2011 in Betrieb gegangen sind, sich also im Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 befanden, die unwiderlegliche Vermutung vorgesehen, als Höchstbemessungsleistung der Anlage den Wert der vor dem 01. August 2014 installierten Leistung verringert um 10 Prozent anzulegen.[435]

Es kann nach der jetzigen Gesetzesfassung also auch für neuere Anlagen im Geltungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 grundsätzlich die tatsächliche Höchstbemessungsleistung und nicht ausschließlich der unwiderleglich vermutete Wert von 90 Prozent der installierten Leistung als Vergütungsmaßstab angesetzt werden. Darüber hinaus findet mit der Anhebung dieses Wertes auf 95 Prozent für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen wurden und deren tatsächliche Höchstbemessungsleistung darunter liegt, eine Besserstellung gegenüber früheren Entwürfen statt. Entlastet werden auf diese Weise Betreiber von Anlagen, die diese in jüngerer Vergangenheit erweitert haben und die deren Leistung bspw. aufgrund von Anfahrschwierigkeiten noch nicht vollständig ausnutzen konnten.[436] Die Vorschrift wirft dennoch, insbesondere im Hinblick auf den Bestandsschutz, kritische Fragen auf. Betroffen sind in dieser Hinsicht zum einen Betreiber solcher Anlagen, die mit einer höheren Auslastung als 95 Prozent geplant wurden, die allerdings tatsächlich keine höhere Höchstbemessungsleistung aufweisen können, bspw. weil sie erst im Jahr 2013 in Betrieb genommen wurden.[437] Außerdem folgen hieraus gravierende finanzielle Nachteile für Anlagenbetreiber, die im Vertrauen auf das Fortgelten der Vergütungsvorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 bereits in eine Leistungserweiterung bspw. aus Flexibi-

[432] Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts v. 08.04.2014, S. 279.
[433] Bspw. in § 67 I im Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts v. 18.02.2014.
[434] U.a. Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts v. 18.02.2014, S. 198.
[435] So noch in Anlage 3 Nr. II. 1. im Entwurf des Gesetzes zur Grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts v. 07.04.2014.
[436] Abrufbar unter http://www.agrarheute.com/bundestag-eeg-novelle-details-biogas (05.09.2014).
[437] *H. von Bredow/F. Valentin*, Das EEG 2014 im Überblick, S. 25.

lisierungsgründen, investiert haben, diese jedoch noch nicht (vollständig) realisieren konnten.

Zusammengefasst ergibt sich bei der Einspeisevergütung der Stromerzeugung aus Bioenergieträgern folgendes Bild für Neuanlagen mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt ab dem 01. August 2014:

<table>
<tr><th>Bemessungsleistung</th><th>Biomasse</th><th>Bioabfälle</th><th>Gülle</th><th>Gasaufbereitungsbonus</th></tr>
<tr><td>Bis 75 kW</td><td rowspan="3">13,66</td><td rowspan="3">15,26</td><td>23,73</td><td rowspan="5">gestrichen</td></tr>
<tr><td>Bis 150 kW</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>Bis 500 kW</td></tr>
<tr><td>Bis 5 MW</td><td>10,55</td><td rowspan="2">13,38</td></tr>
<tr><td>Bis 20 MW</td><td>5,85</td></tr>
</table>

Tab. 1, Angaben jeweils in ct/kWh

(b) Bestandsanlagen nach EEG 2012

Nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 gilt für Bestandsanlagen ein modifiziertes Rechtsregime. Anders als in den vorangegangenen Novellen finden aber gem. § 100 Abs. 1 EEG 2014 auch für Bestandsanlagen grundsätzlich die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 Anwendung. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 wurde durch Art. 23 Satz 2 des Artikelgesetzes[438] ausdrücklich aufgehoben. Aus Gründen des Vertrauensschutzes werden zahlreiche Regelungen über, nach Ansicht des Gesetzgebers hoch komplexe[439] Übergangsbestimmungen in den §§ 100 ff. EEG 2014 für Bestandsanlagen fortgelten gelassen.

Bestandsanlagen iSd. Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 sind solche, die vor dem 1. August 2014 sowie solche, die bis einschließlich 31. Dezember 2014 in Betrieb genommen wurden[440], sofern für sie bis zum 23. Januar 2014 eine Genehmigung vorlag. Der Inbetriebnahmebegriff für Bestandsanlagen richtet sich nach dem am 31. Juli 2014 geltenden Inbetriebnahmebegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012. Dies wird erreicht, indem § 100 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2014 für diese Anlagen die Anwendung von § 3 Nr. 5 EEG 2012 statt § 5 Nr. 21 EEG 2014 anordnet. Für diese Altanlagen wird insbesondere die Fortgeltung der Vergütungsvorschriften des EEG 2012 (§ 100 Abs. 1 Nr. 4 EEG 2014) und Nichtanwendung der verringerten Förderung bei Einspeisevergütung (§ 100 Abs. 1 Nr. 6 EEG 2014) angeordnet.

[438] BGBl. I, S. 1066 (1132).
[439] BT-Drs. 18/2037, S. 8.
[440] § 100 I EEG 2014.

Dadurch sollen Fördervoraussetzungen und –höhe sowie die optionale Direktvermarkung erhalten bleiben[441].

Die sog. Energiewende hatte im Jahr 2011, in deren Rahmen am 30. Juni 2011 ein insgesamt acht Gesetze umfassendes Gesetzespaket erlassen wurde, auch eine grundlegende Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum Gegenstand. Diese betraf weniger den Umfang – das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 entspricht diesbezüglich der Vorgängerregelung – als vielmehr den Inhalt des Gesetzes und stellt aufgrund weitreichender inhaltlicher Änderungen und Neuerungen eine „wegweisende Novelle" dar. Es kommt dabei zu einer Hinwendung zu zentralen Aspekten bei der Förderung von Energie aus Biomasse: Im Fokus sollten vermehrt die Ressourceneffizienz, Naturschutzaspekte bei der Gewinnung von biogenen Rohstoffen sowie der durch die Nutzung von Bioenergie zu leistende Beitrag zum Klimaschutz stehen. Es wurde das für die Biomasseförderung charakteristische System von miteinander kombinierbaren Boni aufgegeben und grundlegende Änderungen bei der einsatzstoffbezogenen Förderung vorgenommen, was gleichzeitig auch zu Änderungen der Biomasseverordnung geführt hat.

Obwohl dem Gesetzgeber eine Verschlankung und Vereinfachung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nahegelegt wurde und dieser versucht hat, durch eine einfachere und transparente und damit weniger fehleranfällige Gestaltung der Förderregelungen, auch im Bereich der Biomasse, diese Empfehlung umzusetzen, ist eine solche im Ergebnis nicht realisiert worden. Nach wie vor bietet das Gesetz einen hohen Grad an Komplexität und in vielen Fällen wurden zwar Regelungen gestrichen, dann aber durch neue (komplexere) Vorschriften ersetzt. Zudem sollte der Gesetzgeber durch zusätzliche qualitative Anforderungen an die Erzeugung von nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz begünstigten Biomasse-Strom Fehlentwicklungen aufgrund von Nutzungskonkurrenzen und Ressourcenknappheit entgegenwirken und negativen Auswirkungen auf das Landschaftsbild einiger Biogas-Regionen und vor allem auf die Biodiversität und Bodenentwicklung, etwa durch einen großflächigen (Energie-)Maisanbaus, begrenzen[442].

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 gewährt Anlagenbetreibern weiterhin für den aus ihren Anlagen in das Netz eingespeisten Strom eine gesetzlich geregelte Mindestvergütung, welche vom jeweils eingesetzten Energieträger abhängt. Allgemeine und besondere Vergütungsvoraussetzungen befinden sich dabei verteilt über das gesamte Erneuerbare-Energien-Gesetz. Die Vergütung von Strom aus Biomasse, und damit auch gasförmiger Biomasse, ist vorwiegend in den hierfür zentralen Vorschriften der §§ 27 ff. EEG 2012 geregelt[443]. Dabei wird letztmalig (im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 wurde dies endgültig aufgegeben),

[441] BT-Drs. 18/1304, S. 276 f.
[442] Siehe dazu *M. Maslaton*, in: H. Loibl/ders./H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 1 Rn. 55 ff.
[443] *H. Thomas,* Das EEG 2012, NVwZ 2012, S. 670 (670).

zwischen einer Grundvergütung (§ 27 Abs. 1 EEG 2012) und Sonderregelungen für das Einspeisen von Strom, gewonnen aus speziellen Einsatzstoffen (jetzt Einsatzstoffvergütungsklassen) oder mithilfe bestimmter Technologien (Gasaufbereitungs-Bonus) unterschieden[444]. Diese möglichen Zusatzvergütungen waren erstmals im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 eingeführt worden.

Die Grundvergütung für eingespeisten Strom aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung ist in § 27 Abs. 1 EEG 2012 normiert. Die Höhe der Vergütung richtet sich nach der Leistungsklasse der Anlage (vier Leistungsklassen); je höher die Leistungsklasse, desto niedriger die Mindestvergütung. Bis auf die jeweilige Höhe der Vergütung hat sich an diesem Prinzip mit Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 nichts geändert[445]. In den unteren drei Leistungsklassen bis einschließlich 5 Megawatt wurde die Vergütung jedoch deutlich angehoben[446], während sie in der Leistungsklasse bis 20 Megawatt um 1,5 Cent/Kilowattstunde abgesenkt wurde. Dies wird damit begründet, dass der Wegfall des Bonus für die Kraft-Wärme-Kopplung, welcher nunmehr durch die Pflicht zur Wärmenutzung ersetzt wurde, auf diese Weise in die Grundvergütung integriert werden sollte, um höhere Investitionskosten in den unteren Leistungssegmenten zu kompensieren[447]. Darüber hinaus wird die Erhöhung der Vergütung mit Mehrkosten für „fachrechtlich gebotene Infrastrukturinvestitionen“[448] bei kleineren Anlagen begründet[449].

Dem Gesetzestext nicht direkt zu entnehmen ist, dass Anlagen mit einer elektrischen Wirkleistung von mehr als 20 Megawatt bis zu diesem Wert teilförderfähig sind[450]. Dies ist jedoch seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 zulässig. Der produzierte Strom jenseits dieses Schwellenwertes kann jedoch unabhängig von den Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 im Wege der Direktvermarktung veräußert werden[451].

§ 27 Abs. 1 i. V. m. Abs. 5 EEG 2012 führt die Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 fort, dass nicht ausschließlich Biomasse iSd. Biomasseverordnung zu verwenden ist, um die Erneuerbare-Energien-Gesetz -Vergütung zu erhalten. Demnach können anteilig auch Stoffe, bei denen es sich nicht um Biomasse gemäß der BiomasseVerordnung handelt, die allerdings der (weiten[452]) Biomassedefinition der

[444] *H. Thomas,* Das EEG 2012, NVwZ 2012, S. 670 (670 f.).
[445] *P. Salje,* EEG 2012, 6. Aufl., § 27 Rn. 3.
[446] *D. Müller,* Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012, ZUR 2012, S. 22 (23).
[447] BR-Drs. 341/11, S. 136 f.; BT-Drs. 17/6071, S. 70.
[448] *D. Müller,* Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012, ZUR 2012, S. 22 (23).
[449] BR-Drs. 341/11, S. 136 f.; BT-Drs. 17/6071, S. 70.
[450] *P. Salje,* EEG 2012, 6. Aufl., § 27 Rn. 4; *„bis einschließlich einer Anlagenleistung von 20 MW (…)*“.
[451] *M. Schäferhoff,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 21.
[452] *J. Fischer*, in: H. Loibl/M. Maslaton /H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 9 Rn. 12.

Richtlinie 2001/77/EG unterfallen (bspw. Klärschlamm), in der Biomasseanlage eingesetzt werden. Hierüber muss aber ein Einsatzstoff-Tagebuch geführt werden, welches Auskunft über Art, Menge und Einheit, Herkunft und den Heizwert pro Einheit der eingesetzten Stoffe gibt. Auf dieser Grundlage kann die Strommenge errechnet werden, welcher aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung hergestellt wurde; nur diese wird dann vergütet[453].

Die Vergütungsansprüche nach § 27 EEG 2012 für Strom aus Biomasseanlagen sind ferner an weitere, in den Absätzen 3 bis 5 geregelte Restriktionen geknüpft.

§ 27 Abs. 3 EEG 2012 befristet zunächst die Förderung für Anlagen über 750 Kilowatt Leistung zeitlich bis zu einem Inbetriebnahmezeitpunkt am 31. Dezember 2013. Hintergrund dafür ist die für diese Anlagen ab 2014 festgeschriebene verpflichtende Direktvermarktung[454].

Für den Anspruch auf die Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 und der Zusatzvergütung des § 27 Abs. 2 EEG 2012 sind ferner die Restriktionen der Absätze 4 und 5 einzuhalten.

Nach § 27 Abs. 4 EEG 2012 iVm. Anlage 2 zum EEG 2012 ist die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung und die Wärmenutzung nicht mehr als Bonus-Regelung, sondern als gesetzliche Pflicht zum Erhalt der Förderung ausgestaltet[455]. Nach Nr. 1 sind demnach (nach Ablauf des ersten Betriebsjahrs mit einer Wärmenutzungspflicht in Höhe von 25 Prozent) mindestens 60 Prozent des erzeugten Stroms in KWK zu erzeugen und die Wärme zu nutzen. Eine Ausnahme dazu sieht Nr. 2 für güllebasierte Anlagen vor, für die keine Kraft-Wärme-Kopplungs-Pflicht gilt, sofern mindestens durchschnittlich 60 Masseprozent Gülle im Kalenderjahr eingesetzt werden.

Die allgemeine Pflicht zur Dokumentation der verwendeten Einsatzstoffe über ein Einsatzstoff-Tagebuch ist in § 27 Abs. 5 EEG 2012 normiert. Grund für diese Pflicht ist offenbar die teilweise Aufgabe des besonderen Ausschließlichkeitsprinzips und der damit einhergehenden Notwendigkeit, die Art und Menge der eingesetzten Rohstoffe genau festzuhalten und nachweisen zu können. Die Gesetzesbegründung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 nennt keine Motivation für die Pflicht. Da es sich aber im Grunde um eine Fortführung des § 27 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2009 handelt, kann auf dessen Begründung zurückgegriffen werden, der Missbrauchsfälle vermeiden sollte[456].

Als Reaktion auf die oben genannte „Tank-Teller-Diskussion“ hat der Gesetzgeber ferner mit § 27 Abs. 5 Nr. 1 EEG 2012 versucht, den Einsatz bestimmter nachwachsender Rohstoffe –

[453] BT-Drs. 16/8184, S. 56.
[454] BT-Drs. 17/6071, S. 71.
[455] Vgl. *H. Loibl*, in: ders./M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 11 Rn. 1.
[456] Mit Verweis auf die Gesetzesbegründung in BT-Drs. 16/8148, S. 80 siehe *M. Schäferhoff,* in: J. Reshöft/A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27 Rn. 85.

vor allem Mais – zur Biogaserzeugung auf höchstens 60 Masseprozent pro Kalenderjahr zu begrenzen[457]. Dieser sog. „Maisdeckel“ als Einsatzstoffbegrenzung soll Anlagenbetreiber zur stärkeren Mobilisierung alternativer Einsatzstoffe bewegen[458]. Der Nachweis über die Einhaltung ist über das bis zum 28. Februar des Folgejahres vorzulegenden Einsatzstoff-Tagebuchs zu führen[459]. Aufgrund der Übergangbestimmung in § 66 Abs. 4 EEG 2012 gilt der „Maisdeckel“ nicht für Anlagen, die vor dem 01. Januar 2012 bereits Biogas erzeugt haben[460].

Neben den Vergütungsvoraussetzungen im § 27 EEG 2012 sind von den Anlagenbetreibern allgemeine technische Anforderungen zu erfüllen. Konkret für die Biogasverstromung schreibt § 6 Abs. 4 EEG 2012 erstmalig Immissionsminderungsmaßnahmen für Biogasanlagen vor. Hinsichtlich der vorgeschriebenen Mindestverweilzeit ist zwischen Anlagen zu unterscheiden, welche lediglich 80 Prozent Gülle vergären und solchen, welche ausschließlich Gülle einsetzen. Während für Letztere keine Mindestverweilzeit vorgeschrieben ist, müssen die Erstgenannten eine Verweilzeit von 150 Tagen sicherstellen, § 6 Abs. 4 EEG 2012.

Zur Sanktionierung der Pflichten des § 27 Abs. 4 und 5 EEG 2012 hat der Gesetzgeber, ebenfalls neu im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012, die Regelung des § 27 Abs. 7 EEG 2012 eingefügt. Wird gegen die Kraft-Wärme-Kopplungs-Pflicht oder die Pflicht zur Nachweisführung über ein Einsatzstoff-Tagebuch verstoßen, verringert sich die Grund- und Zusatzvergütung nach den Absätzen 1 und 2 auf den durchschnittlichen Marktwert des erzeugten Stroms am EPEX-Spotmarkt. Auch wenn dies aus dem Normtext von § 27 Abs. 7 EEG 2012 nicht unmittelbar hervorgeht, ergibt sich aus der Zusammenschau mit § 27c Abs. 2 EEG 2012, dass auch der Gasaufbereitungs-Bonus reduziert wird[461].

Neben der Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 wird mit § 27 Abs. 2 EEG 2012 in veränderter Form eine einsatzstoffbezogene Zusatzvergütung ermöglicht. Mit der Zusatzvergütung nach § 27 Abs. 2 EEG 2012 wird der Bonus für Strom auch nachwachsenden Rohstoffen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 im Wesentlichen ersetzt[462]. Die Vergütungsstruktur der Nr. 1 und 2 differenziert dabei im Grundsatz nach Einsatzstoffen der Einsatzstoffvergütungsklassen I und II der Anlagen 2 und 3 der Biomasseverordnung sowie der Bemessungsleistung der Anlage. Die Anlagen 2 und 3 der Biomasseverordnung sahen bis zur Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 umfangreiche vergütungsfähige Stoffgruppen vor, die

[457] *M. J. Ohms*, Recht der Erneuerbaren Energien 1. Aufl., Rn. 712.
[458] Mit Verweis auf die Gesetzesbegründung in BT-Drs. 17/6071, S. 72 siehe *D. Müller,* Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012, ZUR 2012, S. 22 (26).
[459] Vgl. *H. Loibl*, Strom aus Biogasanlagen – Ein Überblick über die die Neuregelungen des EEG 2012, REE 2011, S. 197 (200).
[460] *L. Gordalla*, in: H. Loibl/M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 10 Rn. 73.
[461] So bestätigend BT-Drs. 17/6071, S. 72; so auch *D. Müller,* Mehr Effizienz, weniger Boni – die Förderung von Strom aus Biomasse nach dem EEG 2012, ZUR 2012, S. 22 (25).
[462] *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 31.

zum einen die Energiepflanzen des früheren Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen abdecken (Anlage 2)[463] und zum anderen vom Gesetzgeber als ökologisch wünschenswerte Einsatzstoffe bewertet wurden (Anlage 3) [464]. Mit dem Wegfall der Zusatzvergütungen im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 wurden die Gesetzesanlagen konsequenterweise aufgehoben.

Neben § 27 Abs. 2 EEG 2012 wollte der Gesetzgeber mit Einführung der neuen, gesonderten[465] Vergütungsmöglichkeiten nach § 27a EEG 2012 (Bioabfälle) und § 27b EEG 2012 (Gülle) zwei weitere (Abfall) Stoffgruppen für die Biogasnutzung aktivieren bzw. verstärkt anreizen[466].

Die Vergärung von Bioabfällen wird für Anlagen in zwei Leistungsstufen gefördert; Anlagen mit einer Bemessungsleistung bis 500 Kilowatt erhalten 16,0 Cent/Kilowattstunde, Anlagen darüber bis einschließlich 20 Megawatt 14,0 Cent/Kilowattstunde. Grundvoraussetzung für beide Leistungsklassen ist, dass mindestens 90 Masseprozent Bioabfälle im Kalenderjahr eingesetzt werden. Zugleich mit der Festlegung der Leistungsstufen hat der Gesetzgeber die Förderung für Anlagen über 750 Kilowatt Leistung wie auch im § 27 Abs. 3 EEG 2012 zeitlich befristet. Die gesonderte Vergütung konnten gem. § 27a Abs. 2 EEG 2012 demnach nur Anlagen in Anspruch nehmen, die bis zum 31. Dezember 2013 in Betrieb genommen wurden. Neben dem Einsatz von mindestens 90 Masseprozent Bioabfällen sind weitere Anspruchvoraussetzungen die unmittelbare Verbindung der Biogasanlage mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände und die stoffliche Verwertung der nachgerotteten Gärrückstände (§ 27a Abs. 5 EEG 2012) und die Nachweisführung über die eingesetzte Biomasse mittels eines Einsatzstoff-Tagebuchs (§ 27a Abs. 5 EEG 2012).

Die Sonderregelung für die neu eingeführte Anlagenleistungsklasse bis 75 Kilowatt, die vorwiegend (zumindest zu 80 Masseprozent) Gülle einsetzt und das gewonnene Biogas vor Ort verstromt, gewährt einen hohen finanziellen Anreiz von 25,0 Cent/Kilowattstunde. Abweichend von den sonstigen Vergütungsregeln für Biomasse wird für kleine, güllebasierte Biogasanlagen nicht auf die Bemessungsleistung, sondern die installierte Leistung iSv. § 3 Nr. 6 EEG 2012 abgestellt. Im Übrigen gilt die Anspruchsvoraussetzung der Nachweisführung mittels eines Einsatzstoff-Tagebuchs auch für diese Vergütung.

In Fortführung des in § 27 Abs. 4 Nr. 1 iVm. Nr. I der Anlage 1 EEG 2009 geregelten Technologie-Bonus für die Biogasaufbereitung und die Wärmeäquivalent-Regelung ist dies nunmehr

[463] *F. Sailer/K. Kantenwein*, in: J. Reshöft/A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., Rn. 80.
[464] BT-Drs. 16/8148, S. 70 f.
[465] Ausweislich von § 27a III und § 27b II EEG 2012 ist eine Kombination mit der Grundvergütung des § 27 EEG 2012 nicht zulässig.
[466] Nach der Gesetzesbegründung dient § 27a zur Mobilisierung von Abfall- und Reststoffen (BT-Drs. 16/8148, S. 45). Die sehr hohe Vergütung für die Güllevergärung kleiner Anlagen bis 75 kW soll hohe Treibhausgasemissionseinsparungen erreichen (BT-Drs. 16/8148, S. 72).

gemeinsam in § 27c EEG 2012 normiert. § 27c Abs. 1 EEG 2012 regelt dabei den bekannten Gasabtausch und neuerdings die Pflicht zur Verwendung eines Massebilanzsystems. § 27c Abs. 2 EEG 2012 verweist für die Vergütungssätze (als Erhöhung der Grundvergütung) auf die Regelungen der Anlage 1 zum Gasaufbereitungs-Bonus. Die Bonushöhe ist nach der maximalen Nennleistung der Gasaufbereitungsanlage gestaffelt und beträgt 3,0 Cent/Kilowattstunde bei maximal 700 Normkubikmetern aufbereitetem Biogas pro Stunde, 2,0 Cent/Kilowattstunde bis 1.000 Normkubikmetern und 1,0 Cent/Kilowattstunde bei maximal 1.400 Normkubikmetern pro Stunde, Nr. 2 Anlage 1 zum EEG 2012. Der Erhalt dieses Bonus ist nach Nr. 1 der Anlage 1 an die Voraussetzungen gebunden, dass die Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung höchstens 0,2 Prozent betragen (sog. Methanschlupf), der Stromverbrauch für die Aufbereitung höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas beträgt, und die Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeugung des Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie erfolgt. Die weiteren Technologie-Boni des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 wurden abgeschafft[467]. Dies gilt auch für den erst im § 66 Abs. 1 Nr. 4 a EEG 2009 eingeführten Emissionsminderungsbonus.

Die Degression der Grundvergütung und der Zusatzvergütungen[468] wurde gem. § 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG 2012 auf jährlich 2 Prozent ab dem Jahr 2013 erhöht.

Zusammengefasst ergibt sich bei der Einspeisevergütung der Stromerzeugung aus Bioenergieträgern folgendes Bild für Anlagen mit einem Inbetriebnahmezeitpunkt unter Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012:

<table>
<tr><th>Bemessungsleistung</th><th>Grundvergütung</th><th colspan="2">ESK I</th><th colspan="2">ESK II</th><th>Gasaufbereitungsbonus</th><th>Bioabfälle</th><th>Gülle</th></tr>
<tr><td>Bis 75 kW</td><td></td><td colspan="2"></td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td>25,0</td></tr>
<tr><td>Bis 150 kW</td><td>14,3</td><td colspan="2" rowspan="2">6,0</td><td colspan="2" rowspan="2">8,0</td><td rowspan="3">Bis 700 Nm^3/h: 3,0</td><td rowspan="2"></td><td></td></tr>
<tr><td>Bis 500 kW</td><td rowspan="3">12,3</td><td></td></tr>
<tr><td>Bis 750 kW</td><td>5,0</td><td rowspan="2">2,5</td><td rowspan="2">8,0</td><td rowspan="2">6,0</td><td rowspan="2">Bis 1.000 Nm^3/h: 2,0

Bis 1.400 Nm^3/h: 1,0</td><td>14,0</td><td></td></tr>
<tr><td>Bis 5 MW</td><td>11,0</td><td>4,0</td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
<tr><td>Bis 20 MW</td><td>6,0</td><td colspan="2"></td><td></td><td></td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

[467] Vgl. *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 2.
[468] Das System, in dem auch die Zusatzvergütungen abgesenkt werden, wird aus dem EEG 2009 fortgeführt, vgl. *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 20 Rn. 6.

Tab. 2, Angaben in ct/kWh

(c) Bestandsanlagen nach EEG 2009

Nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 gilt für Altanlagen ein modifiziertes Rechtsregime. Anders als in den vorangegangenen Novellen finden aber gem. § 100 Abs. 1 EEG 2014 auch für Altanlagen grundsätzlich die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 Anwendung. Für solche Altanlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden sind aber gem. § 100 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2014 iVm. § 66 Abs. 1 EEG 2012 einzelne Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 anzuwenden[469]. Dabei wird insbesordere die Fortgeltung der Fördervoraussetzungen und -höhe des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 angeordnet, § 100 Abs. 1 Nr. 10 lit. c EEG 2014.

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 wurden die Regelungen zur Biogas-Verstromung erneut komplexer und ausdifferenzierter. Die Gesetzbegründung nennt als Gründe für die Anpassung der Vorschriften, die Vergütungsbestimmungen auf reale Marktbedingungen anzupassen und Anreize zu schaffen, um das vorhandene Biomassepotenzial besser zu erschließen, ohne Mitnahmeeffekte auszulösen[470]. Der Novellierungsprozess des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 markiert ferner den Beginn der sog. „Tank-Teller-Debatte“[471], die durch den Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 ausgelöst wurde, der zu einem stark angestiegenen Einsatz von landwirtschaftlichen Gütern zur Biogaserzeugung geführt hatte.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 behält in § 27 dabei im Wesentlichen die Vergütungsstruktur des § 8 EEG 2004 für Biomasse mit dem System einer Grund- und etwaigen Zusatzvergütung bei, verlagert die Tatbestandsvoraussetzungen für die Zusatzvergütungen jedoch in die Anlagen 1 bis 3[472]. Der Anlagenbetreiber hat weiterhin gem. § 27 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 den Anspruch auf eine Grundvergütung für aus Biomasse bzw. Biogas erzeugten und eingespeisten Strom. Die Leistungsstufen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 wurden ebenfalls beibehalten. Neu ist die Aufhebung der Begrenzung der vergütungsfähigen Anlagen auf 20 Megawatt[473]. Diese Anlagen können seit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 für den Leistungsanteil bis 20 Megawatt die Grundvergütung für erzeugten

[469] Ausführlich zu Einzelfragen der Übergangsbestimmungen: *M. Geipel/M. Uibeleisen*, Die Übergangsbestimmungen für Bestandsanlagen im EEG 2014, REE 2014, S. 142 ff.
[470] BT-Drs. 16/8148, S. 55; *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 1.
[471] Siehe *H. Wedemeyer*, Das novellierte „EEG 09“ unter besonderer Berücksichtigung der Biomasseanlagen, NuR 2009, S. 24 (25).
[472] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 1.
[473] *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 10; *A. Hinsch/N. Holzapfel*, in: H. Loibl/M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 14 Rn. 8.

Strom geltend machen[474]. Die Vergütungssätze für die Anlagenklassen bis 500 Kilowatt wurden leicht erhöht, sodass diese unter Berücksichtigung der seit 2004 erfolgten Degression ungefähr wieder das Niveau von 2004 erreichen[475]. Für größere Anlagen reduzierten sich die Vergütungshöhen leicht. Die Grundvergütung beträgt für Anlagen einschließlich einer Anlagenleistung von 150 Kilowatt 11,67 Cent/Kilowattstunde, bis einschließlich 500 Kilowatt 9,18 Cent/Kilowattstunde, bis einschließlich 5 Megawatt 8,25 Cent/Kilowattstunde und bis einschließlich 20 Megawatt 7,79 Cent/Kilowattstunde.
Die jährliche Degression der Vergütungssätze wurde gegenüber dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 um 0,5 Prozent auf 1,0 Prozent reduziert und nunmehr gesondert in den neu geschaffenen, allgemeinen Degressionsvorschriften in § 20 Abs. 2 Nr. 5 EEG 2009 geregelt.

Das Ausschließlichkeitsprinzip wurde gelockert, indem Stoffe, die nicht der Biomasseverordnung unterfallen im Mischeinsatz eingesetzt werden dürfen, ohne dass dies zu einem vollständigen Vergütungsausschluss für die Anlage führt[476]. Vergütungsfähig ist aber nur der Stromanteil, der aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung herrührt[477]. Der Einsatz von Biomasse iSd. Biomasseverordnung ist demnach auch weiterhin Grundvoraussetzung für den Erhalt der Förderung[478].

Die Regelungen zum Gasabtausch, nunmehr in § 27 Abs. 2 EEG 2009, wurden im Wesentlichen unverändert aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 übernommen[479]. Lediglich die zeitliche Unbestimmtheit des Betrachtungszeitraums wurde beseitigt, indem nunmehr klarstellend ausdrücklich für den Bilanzausgleich auf das Kalenderjahr abgestellt wird[480]. Durch diese erhebliche Vereinfachung der Bilanzierung wurde ein Hemmnis beseitigt, da die technisch und finanziell aufwändige Anforderung der zeitgleichen Wärmeäquivalenzermittlung bei der Gaseinspeisung und -entnahme entfällt[481].

---

[474] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 4; *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 3. Der überschießende Anteil kann jedoch direkt vermarktet werden, *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 21.

[475] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 3.

[476] *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 10.; *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 3.

[477] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 3; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 5; *H. Wedemeyer*, Das novellierte „EEG 09" unter besonderer Berücksichtigung der Biomasseanlagen, NuR 2009, S. 24 (25).

[478] *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 24; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 96.

[479] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 85.

[480] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 89; *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 101.

[481] *H. Wedemeyer*, Das novellierte „EEG 09" unter besonderer Berücksichtigung der Biomasseanlagen, NuR 2009, S. 24 (26).

Neu eingeführt wurden in § 27 Abs. 3 EEG 2009 Restriktionen, die teilweise im Zusammenhang mit den neuen Regelungen zu sehen sind[482]. Nach § 27 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2009 ist Strom, der in Anlagen mit mehr als 5 Megawatt Leistung erzeugt wird nur vergütungsfähig, wenn dies in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt[483]. Aufgrund des nun zulässigen Mischeinsatzes auch von sonstiger Biomasse, ist in diesen Fällen das Führen eines Einsatzstofftagebuchs notwendig, was § 27 Abs. 3 Nr. 2 EEG 2009 verpflichtend vorschreibt. Als letzte Restriktion verlangt § 27 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2009 für die Fälle, in denen Biogas zu Biomethan aufbereitet, ins Erdgasnetz eingespeist und an einem anderen Standort als der Biogasanlage dem Erdgasnetz wieder entnommen und verstromt wird, dass die Verstromung vollumfänglich in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt[484].

Der Technologie-Bonus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 wird in § 27 Abs. 4 fortgeführt, wobei die Einzelheiten jedoch in die Anlagen 1 bis 3 verlagert wurden. Der Bonus für Trockenfermentation wurde gestrichen und durch die Fortentwicklung des Stands der Technik weitere vergütungsfähige Technologien hinzugefügt[485]. Der Technologie-Bonus ist dabei nicht mehr zwingend kumulativ vom Einsatz einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage abhängig; alternativ können Anlagen eingesetzt werden, die einen elektrischen Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent aufweisen, siehe Anlage 1 II Nr. 2 zum EEG 2009.

Besonders hervorzuheben ist der Technologie-Bonus nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2009 iVm. Nr. I der Anlage 1 für die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität, die erstmalig in § 8 Abs. 4 EEG 2004 eingeführt wurde. Dieser Bonus für die Verstromung von Biomethan wird an die zusätzlichen Voraussetzungen maximaler Methanemissionen, maximalen Stromverbrauch und maximaler Kapazität der Gasaufbereitungsanlage von 1.000 Normkubikmetern pro Stunde geknüpft. Die Aufbereitung von Rohbiogas zum Transport und Verstromung an einem anderen Ort wird mithin im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 bereits wieder eingeschränkt.

Der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen bleibt im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 ebenfalls erhalten und wird um eine zusätzliche Bonusmöglichkeit ergänzt, wenn als Substrat Gülle oder Landschaftspflegematerial eingesetzt wird, Anlage 2, VI. Nr. 2 lit. b zum EEG 2009. Der „Grundbonus“ beträgt bei Anlagen bis 500 Kilowatt Leistung 4,0 Cent/Kilowattstunde und bei Anlagen zwischen 501 Kilowatt und 5 Megawatt noch 4,0 Cent/Kilowattstunde. Der zusätzliche Bonus beim Einsatz von Gülle oder Landschaftspflegematerial beträgt noch einmal 2 Cent/Kilowattstunde.

---

[482] BT-Drs. 16/8148, S. 56; *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 7.

[483] *A. Hinsch/N. Holzapfel*, in: H. Loibl/M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 14 Rn. 18; *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 5.

[484] Dies ergibt sich bereits aus dem Wortlaut „soweit“, vgl. *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 58.

[485] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 6.

Der Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 wird in § 27 Abs. 4 Nr. 3 EEG 2009 im Wesentlichen unverändert fortgeführt[486], aber mit strengeren Anforderungen verbunden[487]. Zum Erhalt der nunmehr um 1,0 Cent/Kilowattstunde auf 3,0 Cent/Kilowattstunde erhöhten Förderung muss es sich (wie bisher) um Strom iSd. Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes handeln und es muss eine Wärmenutzung iSd. Positivliste der Nr. III Anlage 3 EEG 2009 vorliegen, wobei alternativ nachgewiesen werden kann, dass fossile Energieträger im gleichen Umfang für die Wärmeerzeugung substituiert werden[488].

Die Zusatzvergütungen sind, wie bereits im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004, miteinander kombinierbar[489] und können so vor allem bei Kleinanlagen mit einer ohnehin hohen Grundvergütung zu einer sehr hohen „Gesamtvergütung" führen. Abweichend zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 unterliegen nunmehr auch die Zusatzvergütungen der Degression nach § 20 Abs. 2 EEG 2009[490].

§ 27 Abs. 5 EEG 2009 führt schließlich einen völlig neuen[491] Bonus ein, wenn immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Biogasanlagen Emissionsgrenzwerte für die Freisetzung von Formaldehyd einhalten, der sog. Luftreinhaltebonus. Dieser Bonus gilt nach § 66 Abs. 1 Nr. 4a auch für Bestandsanlagen[492]; durch die Bezugnahme auf § 27 Abs. 1 Nr. 1 und 2 EEG 2009 kann der Bonus nur von Neu- und Bestandsanlagen bis maximal 500 Kilowatt Leistung in Anspruch genommen werden[493].

Zusammengefasst ergibt sich bei der Einspeisevergütung der Stromerzeugung aus Bioenergieträgern folgendes Bild für Bestandsanlagen unter Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009, die 2009 in Betrieb genommen wurden:

<table>
<tr><th>Bemessungsleistung</th><th>Grundvergütung</th><th>Techno Bonus</th><th>Nawaro Bonus</th><th>Güllebonus</th><th>Landpf-Bonus</th><th>CH2O-Bonus</th><th>KWK-Bonus</th></tr>
<tr><td>Bis 150 kW</td><td>11,67</td><td rowspan="3">2,0</td><td rowspan="2">7,0</td><td>4,0</td><td rowspan="2">2,0</td><td rowspan="2">1,0</td><td rowspan="3">3,0</td></tr>
<tr><td>Bis 500 kW</td><td>9,18</td><td>1,0</td></tr>
<tr><td>Bis 5 MW</td><td>8,25</td><td></td><td></td><td></td></tr>
</table>

[486] *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 165.
[487] *H. Wedemeyer*, Das novellierte „EEG 09" unter besonderer Berücksichtigung der Biomasseanlagen, NuR 2009, S. 24 (28).
[488] *H. Wedemeyer*, Das novellierte „EEG 09" unter besonderer Berücksichtigung der Biomasseanlagen, NuR 2009, S. 24 (28).
[489] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 118; *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 63.
[490] *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 29.
[491] *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 64.
[492] *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 187.
[493] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 189.

Bis 20 MW	7,79						

Tab. 3, Angaben jeweils in ct/kWh

(d) Bestandsanlagen nach EEG 2004

Nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 gilt für Altanlagen ein modifiziertes Rechtsregime. Anders als in den vorangegangenen Novellen finden aber gem. § 100 Abs. 1 EEG 2014 auch für Altanlagen grundsätzlich die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 Anwendung. Für solche Altanlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden, sind aber gem. § 100 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2014 iVm. § 66 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2012 einzelne Bestimmungen[494] des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 anzuwenden. So sind zur Bestimmung der Höhe der Marktprämie und Einspeisevergütung gem. § 100 Abs. 1 Nr. 10 lit. d EEG 2014 iVm. § 66 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2012 die Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung anzuwenden. Dies ist für unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 in Betrieb genommene Anlagen weiterhin das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004. Dadurch wird die Absicht des Gesetzgebers umgesetzt, auch nach der Novelle 2014 die Vergütungsvorschriften für Altanlagen fortgelten zu lassen[495].

Die Regelungen der ersten Novelle zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 brachte zum einen im Vergleich zur Vorgängerfassung eine stärkere Ausdifferenzierung der Regelungen[496] und zum anderen deutliche Verbesserungen für die Verstromung von Biomasse und Biogas[497]. Eine Unterscheidung zwischen der Stromerzeugung aus Biogas und fester oder flüssiger Biomasse trifft auch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 – mit wenigen Ausnahmen – noch nicht. Der Begriff Biogas wird jedoch in dieser Fassung erstmalig genannt. Die Begriffsbestimmungen in § 3 Abs. 1 EEG 2004 stellen ausdrücklich – wenn auch ohne inhaltliche Änderung – klar, dass zu den erneuerbaren Energien im Sinne des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Energie aus Biomasse einschließlich Biogas zählt. Dies geht auf die Richtlinie 2001/77/EG zurück, die Biogas gesondert als erneuerbare Energie aufführt[498]. Der Biomassebegriff umfasst danach Bioenergieträger aller Aggregatzustände[499].

Die Grundvergütung bis einschließlich einer Anlagenleistung von 150 Kilowatt beträgt 11,67 Cent/Kilowattstunde. Dagegen bemisst sich die Vergütung für die drei anderen Anlagenklas-

[494] Ausdrücklich nicht anzuwenden ist gem. § 100 I Nr. 10 EEG 2014 der allgemeine Anwendungsbefehl des § 66 I HS 1 EEG 2009. Dadurch wird die dort angeordnete Fortgeltung weitgehender Bestimmungen des EEG 2004 durchbrochen.
[495] BT-Drs. 18/1891, S. 210.
[496] *V. Oschmann*, Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, NVwZ 2004, S. 910 (913); *P. Salje*, EEG, 3. Auflage, § 8 Rn. 79.
[497] *T. Müller*, Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz, RdE 2004, S. 237 (243).
[498] BT-Drs. 15/2864, S. 29.
[499] Vgl. *S. Steiner*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 14

sen nach § 8 Abs. 1 Nr. 2-4 EEG 2004. Sie beträgt bis zu einer Leistung von 500 Kilowatt 9,9 Cent/Kilowattstunde, bis zu einer Leistung von 5 Megawatt 8,9 Cent/Kilowattstunde und bis zu einer Leistung von 20 Megawatt 8,4 Cent/Kilowattstunde.

Erstmalig wurden Bonusregelungen, also Zusatzvergütungen eingeführt. So können Biogasanlagen neben der Grundvergütung je nach Bemessungsleistung einen Bonus je erzeugter Kilowattstunde vergütet bekommen, wenn bestimmte Einsatzstoffe vergärt werden (sog. Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen), die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt (sog. Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus) oder besonders innovative Verfahren eingesetzt werden (sog. Technologie-Bonus). Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 erfolgte mithin erstmalig ein Systemwechsel weg von einer reinen Grundvergütung, hin zu einer ausdifferenzierten Form, die bestimmte Formen der Biogas-, bzw. hier noch undifferenziert Biomasse-Verstromung, durch zusätzliche finanzielle Anreize stärken will. Ferner wurden neue Anreize für kleine Anlagen bis zu einer Leistung von 150 Kilowatt durch eine hohe Mindestvergütung gesetzt[500], während die Vergütungssätze für die anderen Leistungsklassen leicht reduziert wurden. Ebenfalls zum ersten Mal wurde die geförderte Verstromung von zunächst über das Erdgasnetz transportiertes Biogas durch den sog. Gasabtausch nach § 8 Abs. 1 Satz 3 EEG 2004 ermöglicht. Damit wurde im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 Aufbereitung von Biogas und die Verstromung von Biomethan zwar noch nicht finanziell angereizt, aber zumindest der Transport zugelassen.

Die Vergütungsvoraussetzungen für die Grundvergütung von verstromtem Biogas nach § 8 Abs. 1 EEG 2004 sind, dass es sich um eine Biomasseanlage mit einer maximalen elektrischen Leistung von 20 Megawatt handelt[501] und ausschließlich Biomasse im Sinne der nach § 8 Abs. 7 EEG 2004 erlassenen Biomasseverordnung eingesetzt wird[502]. Der Begriff der Biomasse wird für die Vergütungsfähigkeit daher eingeschränkt[503]. Im Gegensatz dazu gilt für die sonstigen Begünstigungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wie den vorrangigen Netzzugang usw., der weite Biomassebegriff des § 3 Abs. 1 EEG 2004[504]. Weitere Voraussetzungen muss der Anlagenbetreiber für den Erhalt der Grundvergütung nicht erfüllen.

Für den Anspruch auf die verschiedenen Bonusvergütungen der Absätze 2 bis 4 müssen jeweils zusätzliche Vergütungsvoraussetzungen erfüllt werden. Die Boni sind dabei teilweise kombinierbar[505]. Der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen des § 8 Abs. 2 EEG 2004 gewährt beim Einsatz bestimmter Biomasse-Arten (pflanzliches Material und Gülle)

[500] *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 13; *T. Müller*, Das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz, RdE 2004, S. 237 (243).
[501] Anlagen mit höherer Leistung unterfallen insgesamt nicht dem EEG 2004. Dies wurde im EEG 2009 aufgegeben, vgl. *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 3.
[502] Zum Begriff der Biomasse in der BiomasseV siehe oben C.I.c.
[503] *S. Steiner*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 14
[504] *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 25.
[505] *P. Salje*, EEG, 3. Auflage, § 8 Rn. 98.

eine Zusatzvergütung. Diese ist in Stufen gestaffelt für Anlagen bis zu einer Leistung von 500 Kilowatt in Höhe von 6,0 Cent/Kilowattstunde und darüber bis zu einer Leistung in Höhe von 5 Megawatt von 4,0 Cent/Kilowattstunde[506]. Anlagen mit höherer Leistung können den Bonus nicht erhalten. Die Einführung des Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen basiert auf der Erkenntnis, dass ein wirtschaftlicher Betrieb von Biogasanlagen mit nachwachsenden Rohstoffen mit der Vergütungssätzen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2000 nicht möglich ist[507]. Durch den Bonus sollte der Betrieb wirtschaftlich gemacht und die Biomassevergärung und Verstromung des erzeugten Biogases auf nachwachsende Rohstoffe ausgeweitet werden. Dies war auch eine Maßnahme, um den begrenzt verfügbaren und zudem fehlgeleiteten Abfallstoffströmen, die bis zu diesem Zeitpunkt vorrangig in Biogasanlagen vergärt wurden, entgegenzuwirken[508].

Als Vergütungsvoraussetzung dürfen zum einen ausschließlich Einsatzstoffe rein pflanzlichen Materials, Gülle oder eine Mischung daraus vergärt werden. Das Pflanzenmaterial darf zudem nur aus bestimmten Herkunftsbereichen, nämlich aus der Land-/oder Forstwirtschaft, aus dem Gartenbau oder der Landschaftspflege stammen, § 8 Abs. 2 Satz 1 Nr. 1 lit. a EEG 2004. Zum anderen müssen die Anlage und das Betriebsgelände bestimmte Voraussetzungen erfüllen. Als harte Sanktion[509] bei schon einmaligen Verstößen gegen diese Voraussetzungen sieht § 8 Abs. 2 Satz 4 EEG 2004 den endgültigen, also dauerhaften Vergütungsausschluss für die Anlage vor.

§ 8 Abs. 3 EEG 2004 gewährt ferner eine Zusatzvergütung in Höhe von 2,0 Cent/Kilowattstunde, wenn der aus Biogas erzeugte Strom in Kraft-Wärme-Kopplung gewonnen wird. Mit dieser Regelung greift das Erneuerbare-Energien-Gesetz erstmalig die umweltpolitisch sinnvolle[510] Stromerzeugung unter gleichzeitiger Nutzung der Wärme auf und verknüpft das Erneuerbare-Energien-Gesetz das erste Mal mit dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, indem Vergütungsvoraussetzung ist, dass es sich bei dem erzeugten Strom um Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom iSv. § 3 Abs. 4 KWKG handelt[511]. Die Zertifizierung des Stroms muss der Anlagenbetreiber – ab einer Anlagenleistung von 2 Megawatt – durch einen Nachweis des *Energieeffizienzverbandes für Wärme, Kälte und KWK e.V.* (*AGFW*) nach Arbeitsblatt FW 308 erbringen. Ferner ist Voraussetzung für die Vergütung, dass die erzeugte

[506] Wobei bei Anlagen bis 5 MW die Vergütungshöhe anteilig zum Schwellenwert von 500 kW bestimmt, *S. Steiner*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 33.
[507] BT-Drs. 15/2864, S. 25; *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 41.
[508] *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 41.
[509] Dadurch sollen Umgehungen verhindert werden, vgl. *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 78; *P. Salje*, EEG, 3. Aufl., § 8 Rn. 123 bewertet die Sanktion als übermäßig hart.
[510] *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 80.
[511] Wird Strom aus Biogas in KWK erzeugt, ist eine Förderung sowohl nach KWKG als auch nach EEG möglich, wobei § 2 S. 2 KWKG einen Anwendungsvorrang des EEG statuiert, vgl. *P. Salje*, EEG, 3. Aufl., § 8 Rn. 130 und unten VI.1.b.(1).

Wärme außerhalb der Anlage genutzt wird[512]. Der Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus gilt für alle Anlagenklassen und ist mit den Boni der Absätze 2 und 4 kombinierbar[513].

§ 8 Abs. 4 EEG 2004 gewährt schließlich für innovative Technologien eine weitere Zusatzvergütung in Höhe von 2,0 Cent/Kilowattstunde für Anlagen mit einer Leistung von maximal 5 Megawatt. Dieser Technologie-Bonus wird nach dem Willen des Gesetzgebers für besonders effiziente und damit umwelt- und klimaschonende Anlagentechniken gewährt[514]. Als Vergütungsvoraussetzungen schreibt § 8 Abs. 4 EEG 2004 zunächst vor, dass stets der gesamte Strom in der Anlage in der jeweils vorgegebenen Form erzeugt werden muss („wenn“)[515]. Des Weiteren sind die Voraussetzungen zweigeteilt. Zum einen muss es sich immer um eine Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage handeln, also um eine Anlage, die zumindest zeitweilig in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird[516]. Zum anderen nennt das Gesetz verschiedene Verfahren und Anlagentypen zur Stromerzeugung, die, jeweils in Kombination mit einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, den Anspruch auf die Zusatzvergütung auslösen[517]. Bei den Verfahren handelt es sich um die thermochemische Vergasung, die Trockenfermentation und – hier erstmalig – die Biogasaufbereitung zu Biomethan. Die Anlagentypen, mittels derer Strom aus Biogas gewonnen wird, sind abschließend[518] Brennstoffzellen, Gasturbinen, Dampfmotoren, Organic-Rankine-Anlagen, Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen oder Stirling-Motoren[519].

In § 8 Abs. 5 EEG 2004 ist die Degression der Vergütungssätze geregelt, die im Vergleich zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000 eine auf 1,5 Prozent erhöhte jährliche Absenkung der Mindestvergütung vorsieht. Die Zusatzvergütungen unterliegen nicht der Degression[520].

Für Bestandsanlagen unter Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 ergeben sich demnach (bei Inbetriebnahme im Jahr 2004) die nachstehenden Vergütungsätze aus § 8 EEG 2004, wobei die Mindestvergütungen ab 2005 jährlich um 1,5 Prozent abgesenkt wurden:

Bemessungsleistung	**Mindestvergütung**		**Bonus**		
		Altholz	Naturbelassene Bio-	KWK	Innovativ

[512] BT-Drs. 15/2864, S. 40.
[513] *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 79. Wobei die Gesetzesbegründung nur von der möglichen Kombination mit Abs. 2 spricht, BT-Drs. 15/2864, S. 40; so auch *S. Steiner*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 34.
[514] BT-Drs. 15/2864, S. 40; *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 93.
[515] *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 96.
[516] *S. Steiner*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 42; *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 1. Aufl., § 8 Rn. 97.
[517] Das beides kumulativ vorliegen muss ergibt sich aus dem Wortlaut des § 8 IV S. 1 EEG 2004: „und“.
[518] Durch die Verordnungsermächtigung in § 8 IV S. 2 EEG 2004 kann durch Rechtsverordnung die Liste der Verfahren und Anlagen jedoch außerhalb des EEG angepasst werden, vgl. *P. Salje*, EEG, 3. Aufl., § 8 Rn. 139.
[519] Zu den Verfahren und Anlagentypen siehe AP I, C.
[520] § 8 V verweist lediglich auf Abs. 1. Siehe auch: *S. Steiner*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 47; *P. Salje*, EEG, 3. Aufl., § 8 Rn. 144.

		AIII + AIV (ab 1.1.06)	masse			+ KWK
			LW, FW, Gart-renbau	Holz		
Bis 0,15 MW	11,5	3,9	6,0	6,0	2,0	2,0
Bis 0,5 MW	9,9	3,9	6,0	6,0	2,0	2,0
Bis 5 MW	8,9	3,9	4,0	2,5	2,0	2,0
Über 5 MW	8,4	3,9			2,0	

Tab. 4, Angaben jeweils in ct/kWh

(e) Bestandsanlagen nach EEG 2000

Nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 gilt für Altanlagen ein modifiziertes Rechtsregime. Anders als in den vorangegangenen Novellen finden aber gem. § 100 Abs. 1 EEG 2014 auch für Altanlagen grundsätzlich die Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 Anwendung. Für solche Altanlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2012 in Betrieb genommen wurden sind aber gem. § 100 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2014 iVm. § 66 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2012 einzelne Bestimmungen[521] des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2000 anzuwenden. So sind zur Bestimmung der Höhe der Marktprämie und Einspeisevergütung gem. § 100 Abs. 1 Nr. 10 lit. d EEG 2014 iVm. § 66 Abs. 1 Nr. 10 EEG 2012 die Vergütungsbestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der für die jeweilige Anlage maßgeblichen Fassung anzuwenden. Dies ist für unter dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000 in Betrieb genommene Anlagen grundsätzlich[522] jene des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2000. Dadurch wird die Absicht des Gesetzgebers umgesetzt, auch nach der Novelle 2014 die Vergütungsvorschriften für Altanlagen fortgelten zu lassen[523].

In der ersten Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes aus dem Jahr 2000[524] beschränkte sich die Regelungsdichte für die Verstromung von Biomasse im Wesentlichen auf einen einzigen Paragraphen[525], nämlich § 5 EEG 2000, der noch übersichtlich anordnete:

> *(1) Für Strom aus Biomasse beträgt die Vergütung für Anlagen*
>
> *1. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von 500 Kilowatt mindestens 10,23 Cent pro Kilowattstunde,*

[521] Ausdrücklich nicht anzuwenden ist gemäß § 100 I Nr. 10 EEG 2014 der allgemeine Anwendungsbefehl des § 66 I HS. 1 EEG 2009. Dadurch wird die dort angeordnete Fortgeltung weitgehender Bestimmungen des EEG 2004 durchbrochen.

[522] Unter Beachtung der Modifikationen durch § 66 I S. 1 EEG 2012 iVm. § 66 I EEG 2009 iVm. § 21 I EEG 2004.

[523] BT-Drs. 18/1891, S. 210.

[524] Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien v. 29.03.2000 (BGBl. I S. 305).

[525] Aber im Vergleich zum vorher geltenden Stromeinspeisungsgesetz, ist die Biomasse seit diesem Zeitpunkt gesondert in einem eigenen Paragraphen geregelt. Zuvor war sie sowohl hinsichtlich des Anwendungsbereichs als auch zur Höhe der Vergütung zusammengefasst mit anderen Formen erneuerbarer Energie.

2. bis einschließlich einer installierten elektrischen Leistung von fünf Megawatt mindestens 9,21 Cent pro Kilowattstunde und

3. ab einer installierten elektrischen Wirkleistung von fünf Megawatt mindestens 8,70 Cent pro Kilowattstunde; dies gilt jedoch erst ab dem Tag des Inkrafttretens der Verordnung nach § 2 Abs. 1 Satz 2.

§ 4 Satz 2 erster Halbsatz findet entsprechende Anwendung.

(2) Die Mindestvergütungen nach Absatz 1 werden beginnend ab dem 1. Januar 2002 jährlich jeweils für mit diesem Zeitpunkt neu in Betrieb genommene Anlagen um jeweils eins vom Hundert gesenkt; die Beträge sind auf eine Stelle hinter dem Komma zu runden.

Auch die Gesetzesbegründung zur Vergütung von Biomasse beschränkt sich noch auf einen Absatz und die Aussagen, dass das erhebliche Potential der energetischen Biomassenutzung erschlossen werden soll und dafür die Vergütungssätze des Stromeinspeisungsgesetzes maßvoll angehoben wurden[526].

Das Gesetz regelt nunmehr die Mindestvergütungen für die einzelnen Energieträger gesondert[527]. Nicht differenziert wird hingegen beim Aggregatzustand der Biomasse. Biogas ist daher wie auch feste und flüssige Biomasse ohne Besonderheiten oder Abweichungen förderfähig. Die grundlegendste Veränderung gegenüber dem Stromeispeisungsgesetz ist – für alle Formen erneuerbarer Energien – die Abkehr von der Vergütung in Relation zur allgemeinen Strompreisentwicklung hin zur unabhängigen Mindest-Festvergütung[528].

§ 5 EEG 2000 sieht für die Biomasseverstromung in Absatz 1 Vergütungshöhen für drei Leistungsklassen bis 500 Kilowatt elektrischer Leistung bis 5 Megawatt elektrischer Leistung und darüber bis maximal 20 Megawatt elektrischer Leistung vor. Die letztgenannte Grenze ergibt sich aus § 2 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2000 und erhöht diese gegenüber dem Stromeinspeisungsgesetz, das die Förderung noch auf Anlagen bis 5 Megawatt begrenzt hatte[529]. Die Vergütung beträgt gem. § 5 Abs. 1 EEG 2000 bis einschließlich einer Leistung von 500 Kilowatt 10,23 Cent/Kilowattstunde, bis einschließlich einer Leistung von 5 Megawatt 9,21 Cent/Kilowattstunde und bis einschließlich einer Leistung von 20 Megawatt 8,70 Cent/Kilowattstunde.

Als weitere Regelung enthält § 5 EEG 2000 in Absatz 2 lediglich noch die Degression der Vergütungshöhen in Höhe von 1 Prozent je Kalenderjahr ab dem Jahr 2002. Differenzierungen

[526] Gesetzesbegründung zu § 4 EEG 2000, BT-Drs. 14/2341, S. 9.
[527] *M. Raabe/N. Meyer*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, NJW 2000, S. 1298 (1298).
[528] *P. Salje*, Vorrang für Erneuerbare Energien, RdE 2000, S. 125 (126).
[529] Vgl. auch *P. Salje*, Vorrang für Erneuerbare Energien, RdE 2000, S. 125 (126).

hinsichtlich der Art der eingesetzten Biomasse, Bonusregelungen oder weitere Vergütungsvoraussetzungen für Biogas kannte das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000 noch nicht.

Unter Berücksichtigung der normierten Absenkung der Vergütungshöhen ergibt sich für Bestandsanlagen, die Biogas verstromen, für die Inbetriebnahmejahre bis zum Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 folgende Vergütungssätze nach § 5 EEG 2000, gestaffelt nach der elektrischen Leistung der Anlage:

	Inbetriebnahmejahr			
Leistung	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**
Bis 0,5 MW	10,2	10,2	10,1	10,0
Bis 5 MW	9,2	9,2	9,1	9,0
Über 5 MW	8,7	8,7	8,6	8,5

Tab. 5, Angaben jeweils in ct/kWh

(f) Zwischenfazit

Die staatlich induzierte Förderung der Stromerzeugung aus Biogas hat seit der Urfassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahre 2000 eine wechselhafte Geschichte hinter sich. Zunächst war die Förderung sehrt einfach strukturiert; es erfolgte noch nicht einmal eine Unterscheidung nach den verschiedenen Biomasseformen. Diese Einfachheit hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz über seine verschiedenen Fassungen jedoch weitgehend eingebüßt. Die Regelungen wurden, um der Praxis und dem gesetzgeberischen Willen gerecht zu werden, und um erkannten Fehlentwicklungen entgegenzuwirken, zunehmend ausdifferenzierter und durch diese Komplexität anfälliger für Auslegungsprobleme. Der Gesetzgeber hat über die Jahre diverse Bonusvergütungen als Anreiz für bestimmte Investitionen und Maßnahmen einerseits und Restriktionen zur bspw. Effizienzsteigerung oder Vermeidung von negativen Umweltauswirkungen der energetischen Biomassenutzung andererseits geschaffen, modifiziert und teilweise wieder abgeschafft, bevor die geltende Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 die Vergütungsregelungen insgesamt wieder deutlich vereinfacht hat. Unübersichtliche Übergangsbestimmungen, die zu einem Nebeneinandergelten mehrerer Erneuerbare-Energien-Gesetz--Fassungen geführt haben, haben ihr übriges zur Regelungsvielfalt beigetragen. Die Vergütungssätze wurden, nicht immer konsistent, erhöht, um dann wieder abgesenkt zu werden, wie die nachstehende Tabelle ohne Berücksichtigung der Zusatzvergütungen verdeutlichen soll.

	Vergütung nach				
Bemessungsleistung	**EEG 2000**	**EEG 2004**	**EEG 2009**	**EEG 2012**	**EEG 2014**
Bis 150 kW	-	11,5	11,67	14,3	13,66
Bis 0,5 MW	10,2	9,9	9,18	12,3	11,78
Bis 5 MW	9,2	8,9	8,25	11,0	10,55

Bis 20 MW	8,7	8,4	7,79	6,0	5,85

Tab. 6, Angaben in ct/kWh

Ferner wurden Steuerungsinstrumente gewechselt, wie bspw. die Umstellung der Wärmenutzung in Kraft-Wärme-Kopplung von einem ursprünglichen Bonusanreiz hin zu einer verbindlichen Pflicht für den Erhalt der Einspeisevergütung. Auch die Aufnahme von eigentlich ordnungsrechtlichen Anforderungen in das „Förderrecht" des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sind kritisch zu betrachten. Durch die komplexe Normenstruktur hat sich dann auch eine Vielzahl von Praxisproblemen ergeben, wie hier aufgezeigt wurde. Gleichwohl darf nicht außer Betracht bleiben, dass ohne die finanziellen Anreize des Erneuerbare-Energien-Gesetzes die Stromerzeugung aus Biogas nicht die Entwicklung genommen hätte, wie sie sich in den letzten zehn Jahren dargestellt hat.

c. Steuervergünstigungen

Neben der Vergütung der aus Biomasse erzeugten Strommenge als Sonderfall von Subventionen gibt es im Bereich der Instrumente der indirekten Verhaltenssteuerung steuerliche Privilegien bei der Verwendung von Biomasse als regenerativer Energieträger zur Stromerzeugung. Diese Privilegierung der Stromerzeugung ist europarechtskonform, da es den Mitgliedsstaaten nach Art. 15 Abs. 1 lit. b) der RL 2003/96/EG möglich ist, uneingeschränkte oder eingeschränkte Steuerbefreiungen oder Steuerermäßigungen für elektrischen Strom zu gewähren, der aus Biomasse oder aus Biomasse hergestellten Erzeugnissen gewonnen wird. Der Einsatz von allgemein erneuerbaren Energieträgern kann nach Erwägungsgrund 25 der RL 2003/96/EG einen Anspruch auf vorzugswürdige Behandlung haben.

So finden sich im nationalen Steuerrecht Regelungen, die sowohl Biomasse als verwendeten Energieträger zur Stromerzeugung, als auch den aus Biomasse erzeugten Strom privilegieren und dadurch einen indirekten Anreiz setzen, Biomasse energetisch zur Stromerzeugung zu verwenden.

Für den Energieträger Biogas existiert zunächst eine steuerliche Förderung für das in Biogasanlagen verwendete Biogas, wenn die Anlage ausschließlich Strom daraus erzeugt. Die Steuerbefreiung nach § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG ist auf gasförmiger Energieerzeugnisse beschränkt, sie kommt daher nur für Biogas in Betracht. Ansatzpunkt für diese Vergünstigung ist der eingesetzt Kraftstoff als Energieerzeugnis (auch Input genannt[530]).

Grundsätzlich entsteht die Energiesteuer für das verwendete Energieerzeugnis, in diesem Fall Biogas, nach § 23 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnergieStG wenn es als Kraft- oder Heizstoff – hier im Generator der Biogasanlage – verwendet wird, da Biogas nicht unter die in § 4 Nr. 4 EnergieStG genannten Waren fällt, sondern unter Nr. 271129 der Kombinierten Nomenklatur

[530] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 184.

(NK)[531]. Der Steuersatz für gasförmige Kohlenwasserstoffe beträgt nach § 2 Abs. 1 Nr. 7 EnergieStG derzeit 31,80 Euro/Megawattstunde. Nach § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG kann verwendetes Biogas jedoch vollständig von der Energiesteuer befreit werden, wenn die Voraussetzungen des § 2 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG iVm. dem darauf verwiesenen § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG erfüllt sind, das Biogas demnach zum Verheizen oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in einer sog. begünstigten Anlage[532] verwendet wird, d.h. in einer ortsfesten Anlage, die ausschließlich der Stromerzeugung dient. Diese Voraussetzungen sind bei Biogasanlagen mit einem angeschlossenen Stromgenerator in aller Regel gegeben. Die Verwendung von Biogas im Generator einer Biogasanlage ist folglich von der Energiesteuer befreit[533]. Eine Leistungsbegrenzung der Anlage sieht die Norm nicht vor.

Für Biomethan als weiteres gasförmiges Energieerzeugnis biogenen Ursprungs[534] kann diese Steuerbefreiung hingegen für die Verwendung zur ausschließlichen Stromerzeugung derzeit nicht in Anspruch genommen werden, da durch das Einleiten des Biomethans in das Erdgasnetz zwangsläufig eine Vermischung mit Erdgas stattfindet, die die Steuerbefreiung nach § 28 Satz 2 EnergieStG ausschließt[535]. Ob es sich hierbei um eine gewollte Ungleichbehandlung zu Biogas handelt, wird im Arbeitspaket 6 näher geprüft. Für Biomethan kann jedoch – wie für Erdgas und sonstige gasförmige Kohlenwasserstoffe – bei Verwendung in begünstigten Anlagen zumindest ein reduzierter Steuersatz in Höhe von 5,50 Euro/Megawattstunde in Anspruch genommen werden, vgl. § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG. Ferner sieht § 53 Abs. 1 Satz 1 EnergieStG für Biomethan eine Steuerentlastung bei der ausschließlichen Stromerzeugung vor, wenn das Biomethan in einer ortsfesten Anlage mit einer Leistung von mehr als 2 Megawatt elektrischer Leistung verstromt wird. Biomethan fällt in dessen Anwendungsbereich, da es sich um ein Energieerzeugnis nach § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG (iVm. § 1a Nr. 16 und 13a EnergieStG) handelt. Würde Biogas als Energieerzeugnis nicht ohnehin nach

[531] Davon abweichend entsteht die Steuer für den Verbrauch von Biomethan nach § 38 I EnergieStG im Zeitpunkt der Entnahme aus dem Leitungsnetz, durch das das Biomethan zuvor transportiert wurde, vgl. *R. Reuter*, in: B. Khazzoum/C. Kudla/ders. (Hrsg.), Energie und Steuern, 1. Aufl., Rn. 225; *Fachverband Biogas e.V.*, Die Nutzung von Biogas und Biomethan im Kontext des EnergieStG, Stand: Dezember 2012, S. 3, abrufbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Die-Nutzung-von-Biogas-und-Biomethan-im-Kontext-des-Energiesteuergesetz-EnergieStG/$file/12-12-12_Infoblatt-Energiesteuergesetz.pdf (17.09.2013).

[532] Zum Anlagenbegriff enthält § 9 Energiesteuer-Durchführungsverordnung (EnergieStV) nähere Angaben, vgl. Energiesteuer-Durchführungsverordnung v. 31.07.2006 (BGBl. I S. 1753), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung v. 24.07.2013 (BGBl. I S. 2763) geändert worden ist.

[533] Siehe auch *Fachverband Biogas e.V.*, Die Nutzung von Biogas und Biomethan im Kontext des EnergieStG, Stand: Dezember 2012, S. 2, abrufbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Die-Nutzung-von-Biogas-und-Biomethan-im-Kontext-des-Energiesteuergesetz-EnergieStG/$file/12-12-12_Infoblatt-Energiesteuergesetz.pdf (17.09.2013).

[534] Biomethan wird im Kontext des EnergieStG als gasförmige Kohlenwasserstoffe iSv. § 1a Nr. 16 EnergieStG wie Erdgas behandelt, vgl. *Fachverband Biogas e.V.*, Die Nutzung von Biogas und Biomethan im Kontext des EnergieStG, Stand: Dezember 2012, S. 3, abrufbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Die-Nutzung-von-Biogas-und-Biomethan-im-Kontext-des-Energiesteuergesetz-EnergieStG/$file/12-12-12_Infoblatt-Energiesteuergesetz.pdf (17.09.2013).

[535] Vgl. *K. Milewski*, in: Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 28 EnergieStG, Rn. 8.

dem oben dargestellten § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG für alle Anlagenleistungsklassen steuerbefreit, könnte Betreiber von Biogasanlagen mit einer Leistung von mehr als 2 Megawatt elektrischer Leistung diese Steuerentlastung ebenfalls in Anspruch nehmen. Biogas unterliegt ebenfalls der Begriffsbestimmung des § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 iVm. § 1a Nr. 16 und 13a EnergieStG. Die Vorschrift führt zu einer vollständigen Entlastung vom Energiesteuerbetrag[536].

d. Planungsrechtliche Instrumente

Für die Standortplanung von Biomasseanlagen zur Erzeugung von Strom (und ggf. Wärme) aus gasförmiger Biomasse finden sich einschlägige planungsrechtliche Regelungen im Raumordnungsrecht und Bauplanungsrecht. Im Folgenden werden die für gasförmige Biomasse relevanten Regelungen für die Planung von Biomasseanlagen untersucht.

(1) Raumordnung

Trotz der Maßgeblichkeit der örtlichen Bauleitplanung[537], kann zunächst auf der obersten Planungsebene, der Raumplanung nach dem Raumordnungsgesetz angesetzt werden. Gesamtkonzeptionell erfolgt die Verteilung von Energieerzeugungsanlagen (und auch von Verteilungsanlagen) durch die Raumordnungsplanung des jeweiligen Bundeslandes[538]. Nach § 1 Satz 1 ROG ist Aufgabe der Raumordnung, den Gesamtraum der Bundesrepublik Deutschland und seine Teilräume durch zusammenfassende, überörtliche und fachübergreifende Raumordnungspläne, durch raumordnerische Zusammenarbeit und durch Abstimmung raumbedeutsamer Planungen und Maßnahmen zu entwickeln, zu ordnen und zu sichern. Gerade das Merkmal „*raumbedeutsame*“ Planungen schränkt die Bedeutung der übergeordneten Raumplanung für Biomasseanlagen jedoch erheblich ein, da zumindest Biogasanlagen nur in den seltensten Fällen eine Größe und Dimension aufweisen, die zur Raumbedeutsamkeit iSd. Raumordnungsgesetzes führen[539]. Eine etwaige Raumbedeutsamkeit dürfte sich auf wenige Biomasse-(Heiz-)Kraftwerke im oberen Leistungsspektrum oder eine Anlagenhäufung in enger räumlicher und zeitlicher Verknüpfung beschränken[540].

---

[536] *K. Möhlenkamp*, in: dies./K. Milewski (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 54 EnergieStG, Rn. 17.
[537] Vgl. *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (153).
[538] *W. Erbguth*, Unzulängliche Rechtsgrundlagen für die räumliche Steuerung in der Energiewende: rechtsplotische Anmerkungen, in: P. Reiff (Red.), Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 2014, 1. Aufl., S. 7 (13).
[539] *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (10). Die durchschnittliche Leistung, die Rückschlüsse auf die Größe der Biogasanlage zulässt, lag 2012 – bei 7.515 Anlagen mit insgesamt 3.352 MW Leistung –bei 446 kW Leistung, vgl. zu der Statistik *Fachverband Biogas e.V.*, abrufbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/13-05-22_Biogas%20Branchenzahlen_2012-2013.pdf (30.10.2013).
[540] *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (10).

Eine Bedeutung für die energetische Biomassenutzung könnte mit den vorgenannten Einschränkungen zunächst der Grundsatz des § 2 Abs. 2 Nr. 4 Satz 5 ROG zukommen, wonach bei der Raumplanung „*den räumlichen Erfordernissen für eine kostengünstige, sichere und umweltverträgliche Energieversorgung einschließlich des Ausbaus von Energienetzen Rechnung zu tragen ist*“. Zur Energieversorgung gehören dabei auch Anlagen zur Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien, wie Biomasseanlagen oder Biogasanlagen[541]. Eine Differenzierung zwischen den unterschiedlichen Aggregatsformen der Biomasse wird nicht vorgenommen[542]. Dieser Grundsatz gilt daher neben der hier untersuchten gasförmigen Biomasse auch für den Einsatz fester oder flüssiger Biomasse. Die Aspekte der Energieversorgung und des Ausbaus der Energienetze sind 2009 in § 2 Abs. 2 Nr. 4 ROG aufgenommen worden und sollen auch in Bezug auf Biomasseanlagen die zunehmende Anzahl und ihren großflächigen Einsatz steuern und dafür Räume sichern[543].

Ferner kommt der Grundsatz des § 2 Abs. 2 Nr. 6 Satz 1 ROG in Betracht, wonach allgemein dem Klimaschutz und energiepolitischen Erfordernissen in der überörtlichen Gesamtplanung Rechnung zu tragen ist. Dieser Grundsatz ist – neben den weiteren in § 2 Abs. 2 ROG genannten Grundsätzen der Raumordnung – wegen der dadurch ausgelösten Bindungswirkung ein verbindliches rechtliches Steuerungsmittel[544]. Die Steuerung erfolgt durch seine Abwägungsdirektiv-, Konkretisierungs-, Maßstabs- und Schrankenfunktion[545]. Für den Planungsträger auf der Landesebene entfaltet der Grundsatz eine Bindungswirkung bis hinab zu den regionalen Flächennutzungsplänen in der Form einer Berücksichtigungspflicht[546].

Als letzter Grundsatz beinhaltet schließlich § 2 Abs. 2 Nr. 6 Satz 8 ROG einen zumindest mittelbaren Bezug zu Biogasanlagen, indem durch die Raumordnung „*die räumlichen Voraussetzungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien (…) zu schaffen*“ sind. Dieser Grundsatz stellt einen bedeutsamen Abwägungsbelang dar, wenn er auch natürlich keine generelle Pflicht zur planerischen Ausweisung von raumbedeutsamen Biomasseanlagen auslöst[547]. Auch dieser Grundsatz, der im Zusammenhang mit dem Grundsatz in § 2 Abs. 2 Nr. 4 Satz 5 ROG zu sehen ist[548], soll der Entwicklung Rechnung tragen, dass die Erzeugung erneuerbarer

[541] *P. Runkel*, in: W. Bielenberg/ders./W. Spannowsky (Hrsg.), Raumordnungs- und Landesplanungsrecht des Bundes und der Länder, Bd. 2, EGL 3/14, November 2014, § 2 Rn. 184 f.; *H.-J. von der Heide*, in: W. Cholewa/H. Dyong/ders./W. Arenz (Hrsg.), Raumordnung in Bund und Ländern, Bd. 1, 5. Aufl., § 2, Grundsatz Nr. 4, Rn. 5.

[542] Wenn überhaupt wird zwischen den Formen erneuerbarer Energien unterschieden und nur „Biomasse“ genannt, vgl. bspw. *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 107.

[543] *P. Runkel*, in: W. Bielenberg/ders./W. Spannowsky (Hrsg.), Raumordnungs- und Landesplanungsrecht des Bundes und der Länder, Bd. 2, EGL 3/14, November 2014, § 2 Rn. 184 f.; *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 107.

[544] *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 20.

[545] *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 29.

[546] *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 23.

[547] *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 143.

[548] *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 105.

Energien zunehmend dezentral und flächenintensiv wird und die Raumordnung diese zunehmende Nutzung des Freiraums planerisch in Einklang bringen soll[549]. Zwar wird, wie oben erläutert, zur Energieversorgung auch die Energieerzeugung gerechnet, sodass diese von beiden Grundsätzen (§ 2 Abs. 2 Nr. 4 Satz 5 und Nr. 6 Satz 8 ROG) erfasst wird. Anders als § 2 Abs. 2 Nr. 4 Satz 5 ROG sieht § 2 Abs. 2 Nr. 6 Satz 8 ROG aber ausschließlich eine Flächensicherung für erneuerbare Energien vor, erfasst also nicht – wie § 2 Abs. 2 Nr. 4 Satz 5 ROG[550] – auch Formen konventioneller Energieerzeugung.

(2) Bauleitplanung

Auf der Ebene der den Gemeinden nach § 1 Abs. 3 Satz 1 BauGB obliegenden Bauleitplanung existieren Instrumente zur Förderung – aber auch möglichen Verhinderung – der energetischen Biomassenutzung bei den Darstellungen des Flächennutzungsplans und den Festsetzungen des daraus gem. § 8 Abs. 2 Satz 1 BauGB zu entwickelnden Bebauungsplans[551]. In den Gemeindegebieten, für die die Gemeinde Bebauungspläne aufgestellt hat, spricht man vom sog. beplanten Innenbereich, für den den Gemeinden v.a. die Festsetzungsmöglichkeiten des § 9 Abs. 1 BauGB, daneben Gestaltungsmöglichkeiten im Rahmen der Baunutzungsverordnung zur Verfügung stehen. Fehlt es an einer Bebauungsplanung wie im unbeplanten Innenbereich und Außenbereich, so sind für die bauplanungsrechtliche Zulässigkeit von Vorhaben die planersetzenden Vorschriften der §§ 34, 35 BauGB – hier insbesondere die Privilegierung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB für Biogasanlagen – maßgeblich. Bei den in diesem Abschnitt untersuchten Erzeugungsanlagen ist dabei eher der unbeplante Außenbereich von Interesse, da Biomasseanlagen im Allgemeinen bzw. Biogasanlagen im Besonderen in aller Regel im Außenbereich gelegen oder geplant sind[552].

(a) Allgemeine Maßgaben der Bauleitplanung

Bei der Aufstellung der Bauleitpläne bestehen für die Gemeinden im Hinblick auf die Biomassenutzung als Form der erneuerbaren Energien zwei allgemeine Maßgaben an die Bauleitplanung aus § 1 BauGB. Zum einen nach § 1 Abs. 5 Satz 2 BauGB, der Regelungen zu Konkretisierung der Aufgaben und Ziele der Bauleitplanung enthält und vorgibt, dass die Bauleitplanung einen Beitrag u.a. zum Klimaschutz leisten soll. Durch diese Formulierung „beizutragen“ wird deutlich, dass die Maßgaben des Satzes 2 geringer gewichtet sind, als die des

[549] *P. Runkel*, in: W. Bielenberg/ders./W. Spannowsky (Hrsg.), Raumordnungs- und Landesplanungsrecht des Bundes und der Länder, Bd. 2, EGL 3/14, November 2014, § 2 Rn. 143.
[550] *W. Spannosky,* in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 108.
[551] Vertiefend zur Bauleitplanung als Planungsinstrument bspw. *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 16 ff.
[552] Vgl. bspw. *W. Söfker*, Möglichkeiten zur Steuerung nutzen – Ansiedlung von Biomasse-Anlagen im Außenbereich, Die Gemeinde SH 10/2011, S. 231 (231); *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (7).

Satzes 1, die „zu gewährleisten“ sind[553]. Bei dieser Maßgabe handelt es sich bei ansonsten unterschiedlichen Begrifflichkeiten[554] in der Kommentarliteratur (allgemeines Planungsziel, Planungsleitlinien, Leitvorstellungen usw.) inhaltlich um rahmenrechtliche Verpflichtungen, die auch die sich aus § 1 Abs. 3 BauGB ergebenden rechtlichen Bindungen und den übergeordneten allgemeinen Leitbegriff des Baugesetzbuchs einer „nachhaltigen städtebaulichen Entwicklung“ näher konkretisieren. Der genannte Klimaschutz umfasst auch den Einsatz erneuerbarer Energien und die Kraft-Wärme-Kopplung[555], sodass auch Biomasseanlagen vom Anwendungsbereich erfasst sind[556]. Aufgrund des weiten Begriffsverständnisses des Klimaschutzes dürfte die gesamte Wertschöpfungskette der energetischen Biomassenutzung umfasst sein, also nicht nur Anlagen zur Erzeugung, sondern auch zur Verteilung und Nutzung der erzeugten Energie[557].

Die Maßgabe des § 1 Abs. 5 Satz 2 BauGB selbst wird wiederum durch die Planungsgrundsätze des § 1 Abs. 6 BauGB näher konkretisiert[558]. Für die Biomassenutzung von Relevanz ist dabei § 1 Abs. 6 Nr. 7 f) BauGB, der den Planungsgrundsatz aufstellt, dass bei der Aufstellung der Bauleitpläne die Nutzung erneuerbarer Energien sowie die sparsame und effiziente Nutzung von Energie zu berücksichtigen sind. Der Anwendungsbereich dieses Planungsgrundsatzes umfasst folglich neben Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (Effizienzgesichtspunkt) auch Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien. Wie umfänglich dies zu verstehen ist, ist fraglich. Zunächst dürften sämtliche Formen erneuerbarer Energien, und damit auch die Biomasse, erfasst sein, weil eine Abstufung oder Abgrenzung bei den verschiedenen Formen in städtebaulicher Hinsicht nicht erkennbar ist. Es dürften folglich auch alle Formen der Biomasse inklusive Biomethan[559] erfasst sein[560]. Ferner ist fraglich, ob alle Wertschöpfungsstufen der energetischen Biomassenutzung, auch die der Energieerzeugung, erfasst werden. Der Normtext möchte hier – wie auch an anderen Stellen des Baugesetzbuchs, bei denen erneuerbare Energien genannt sind – die „Nutzung“ berücksichtigt wissen. Festzuhalten ist, dass es sich um eine bodenrechtlich relevante Nutzung in Form ortsfester Anlagen selbständiger Art oder

[553] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 101. Die Maßgaben werden daher auch als sekundäre Leitvorstellungen klassifiziert, vgl. *H.-G. Gierke*, in: H. Brügelmann (Hrsg.), BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 474.

[554] Vgl. Auflistung bei *H.-G. Gierke*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 471.

[555] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 107c.

[556] Der Begriff Klimaschutz in § 1 V S. 2 BauGB ist zwar nicht näher bestimmt, aber umfassend und weit zu verstehen, vgl. *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 107b.

[557] Vgl. *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 107c.

[558] *M. Krautzberger*, in: U. Battis/ders./R.-P. Löhr (Hrsg.), BauGB, 11. Aufl., § 1 Rn. 45.

[559] *H.-G. Gierke*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 1019.

[560] Dass *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 150 nur flüssige und gasförmige (und nicht feste) Biomasse nennt, dürfte ein Redaktionsversehen sein.

als Nebenanlagen zu Gebäuden[561] handeln muss, da ansonsten keine bauplanungsrechtliche Relevanz vorhanden wäre. Zum Teil wird in der Kommentarliteratur für die weitere Bestimmung des Anwendungsbereichs der Vorschrift jedoch der Anlagenbegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes herangezogen[562], was den Anwendungsbereich auf Erzeugungsanlagen beschränkt. Diese Einschränkung dürfte wegen des weiten Begriffes „Nutzung“ und im Hinblick auf die genannten weiteren Belange der sparsamen und effizienten Energienutzung aber verfehlt sein. Vielmehr müssten Anlagen aller Wertschöpfungsstufen (inklusive der Versorgungsleitungen zur notwendigen Verbindung von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen) erfasst sein.

Die vorgenannten Planungsleitlinien und -grundsätze sind jedoch auf einer derart hohen, allgemeinen Abstraktionsebene, dass unmittelbare, konkrete Steuerungsoptionen der Gemeinden hieraus für die energetische Biomassenutzung nicht abgeleitet werden können, auch wenn die Bedeutung zumindest des Planungsgrundsatzes in § 1 Abs. 6 Nr. 7 lit. f) BauGB hoch eingeschätzt wird[563] und die sich gemeinsam verstärkenden Maßgaben im Rahmen der Schaffung der bauplanungsrechtlichen Grundlagen für die Nutzung erneuerbarer Energien entsprechend einzubeziehen sind.

Konkretere Möglichkeiten bieten womöglich die beiden Mittel der Bauleitplanung, der Flächennutzungsplan und der Bebauungsplan, im Rahmen ihrer Darstellungs- bzw. Festsetzungsmöglichkeiten.

(b) Darstellungen des Flächennutzungsplan

Für Außenbereichsvorhaben erfüllt der Flächennutzungsplan nicht nur die Funktion vorbereitender Bauleitplanung, die ihm allgemein zugewiesen ist. Er erfüllt vielmehr die spezifische Funktion eines bauleitplanerischen Steuerungsinstruments, das abschließend – d.h. ohne nachfolgende Bebauungsplanungen – die konkreten planerischen Grundlagen für Genehmigungsverfahren bereitstellt[564]. Die Steuerungsleistung des Flächennutzungsplans entsteht hier durch seine Verknüpfung mit § 35 Abs. 1, 3 BauGB, wonach öffentliche Belange, wozu auch Darstellungen des Flächennutzungsplans zählen, Vorhaben jedenfalls nicht entgegenstehen dürfen[565]. Der Flächennutzungsplan ist folglich insbesondere für die in aller Regel im Außenbereich gelegenen Biogasanlagen von maßgeblicher Bedeutung, da deren

[561] Vgl. *H.-G. Gierke*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 1020.
[562] Noch zu § 3 Nr. 1 EEG 2012: *H.-G. Gierke*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 1020.
[563] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 150.
[564] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 5 Rn. 18.
[565] Vgl. *W. Söfker*, Möglichkeiten zur Steuerung nutzen – Ansiedlung von Biomasse-Anlagen im Außenbereich, Die Gemeide SH 10/2011, S. 231 (231).

Standorte über den Flächennutzungsplan von den Gemeinden mitbestimmt werden können[566].

Bei den möglichen Darstellungen des Flächennutzungsplanes können bspw. gem. § 5 Abs. 2 Nr. 4 BauGB Darstellungen zur Sicherung von Flächen für die Errichtung von Energieversorgungsanlagen[567] erfolgen. Hierunter fallen u.a. Elektrizitätserzeugungsanlagen und Anlagen zur Wärmeversorgung, wie Heizwerke[568]. Über diese Darstellungsmöglichkeiten können Flächen für erneuerbare Energieträger gesichert werden[569], wozu auch Biomasseanlagen gehören[570]. Voraussetzung ist jedoch, dass die Erzeugungsanlage (zumindest zum Teil) der öffentlichen Versorgung dient und nicht der reinen Eigenversorgung[571].

Ferner wurden im Rahmen des Gesetzes zur Förderung des Klimaschutzes bei der Entwicklung in den Städten und Gemeinden (sog. Klimaschutznovelle[572]) im Jahr 2011 konkrete planungsrechtliche Instrumente für den Einsatz erneuerbarer Energien geschaffen, indem § 5 Abs. 2 Nr. 2 BauGB um die lit. b) und c) ergänzt wurde. Hiernach kann die Gemeinde im Flächennutzungsplan Darstellungen zur Ausstattung des Gemeindegebiets mit Anlagen, Einrichtungen und sonstigen Maßnahmen, die dem Klimawandel entgegenwirken, insbesondere zur dezentralen und zentralen Erzeugung (sowie Verteilung, Nutzung oder Speicherung) von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien (oder Kraft-Wärme-Kopplung) (b.) und zu Anlagen, Einrichtungen und sonstigen Maßnahmen, die der Anpassung an den Klimawandel dienen (c.), treffen. Nach der Gesetzesbegründung soll dies dazu dienen, Ausarbeitungen der informellen Planung in städtebaulichen Klimaschutz- oder Energiekonzepten verstärkt zum Gegenstand eines (rechtlich verbindlicheren) Flächennutzungsplans zu machen und dessen Steuerungsfunktion zu nutzen[573]. Hinsichtlich § 5 Abs. 2 Nr. 2 lit. b BauGB ist davon auszugehen, dass alle in Betracht kommenden erneuerbaren Energien erfasst werden, mithin auch Biomasseanlagen[574]. § 5 Abs. 2 Nr. 2 lit. c BauGB dürfte hingegen für die energetische Biomassenutzung unmittelbar nicht einschlägig sein.

---

[566] Zur Standortzuweisung einer Biogasanlage im Flächennutzungsplan und deren Rechtswirkung siehe BVerwG, Beschl. v. 07.03.2007 - 4 BN 1.07, ZfBR 2007, S. 473 ff.

[567] Versorgung iSd. § 5 II Nr. 4 BauGB meint insgesamt die öffentliche Versorgung mit Elektrizität, Gas, Wärme und Wasser, vgl. *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 5 Rn. 31.

[568] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 5 Rn. 31.

[569] *H. Jaeger*, in: W. Spannowsky/M. Uetrichtz (Hrsg.), BeckOK BauGB, 27. Ed., September 2014, § 5 Rn. 49.

[570] Vgl. *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (155)

[571] *H. Jaeger*, in: W. Spannowsky/M. Uetrichtz (Hrsg.), BeckOK BauGB, 27. Ed., September 2014, § 5 Rn. 49.

[572] Gesetz zur Förderung des Klimaschutzes bei der Entwicklung in den Städten und Gemeinden v. 22.07.2011 (BGBl. I S. 1509).

[573] BT-Drs. 17/6253, S. 7.

[574] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 5 Rn. 29a.

Da der Darstellungskatalog des § 5 Abs. 2 BauGB nicht abschließend ist[575], hat die Gemeinde – in gewissen Grenzen[576] – überdies die Möglichkeit, neue Darstellungsarten zu kreieren[577] und auch auf diese Weise auf die Standortplanung von Biomasse- bzw. Biogasanlagen einzuwirken.

Die vorgenannten Darstellungen wirken sich auf die Zulässigkeit baulicher Vorhaben in unterschiedlicher Weise aus, je nachdem, ob es sich um ein privilegiertes Vorhaben iSv. § 35 Abs. 1 BauGB oder um ein sonstiges Vorhaben iSv. § 35 Abs. 2 BauGB handelt. Während sonstige Vorhaben bereits bei einer Beeinträchtigung öffentlicher Belange unzulässig sind, müssen sie privilegierten Vorhaben entgegenstehen. Dies ist aber nicht bei jeder widersprechenden Darstellung im Flächennutzungsplan gem. § 35 Abs. 3 Satz 1 BauGB der Fall, sondern erst dann, wenn es sich um eine räumlich eindeutige standortbezogene Aussage handelt[578]. Gem. § 35 Abs. 3 Satz 3 BauGB stehen einem Vorhaben auch dann öfffentliche Belange entgegen, wenn an anderer Stelle im Plangebiet positive – und die Vorhaben planerisch konzentrierende – Ausweisungen erfolgt sind. Im Zusammenhang mit der Flächennutzungsplanung[579] ist deshalb weiterhin die Ausgestaltung der Privilegierung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB für die energetische Nutzung von Biomasse im Außenbereich von maßgeblicher Bedeutung. Bauvorhaben, die der energetischen Nutzung von Biomasse dienen, also u.a. Biogasanlagen, sind danach nur unter bestimmten Voraussetzungen privilegiert im Außenbereich zulässig[580]. Grund für die Privilegierung ist, dass nach dem Willen des Gesetzgebers anfallende Biomasse „an Ort und Stelle“ in Gas, Strom und/oder Wärme ungewandelt werden soll[581]. § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB, der im Frühjahr 2013 zuletzt novelliert wurde, ist als Steuerungsinstrument von herausragender Bedeutung für geplante und errichtete Biogasanlagen. Durch die Novelle wurde (aufgrund der Beschlussempfehlung des Ausschusses für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung[582]) die Einschränkung der Privilegierung von Biomasseanlagen im Außenbereich hinsichtlich der Feuerungswärmeleistung in § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB vermindert, indem nicht mehr die Feuerungswärmeleistung von 2,0 Megawatt **der** Anlage, sondern **anderer** Anlagen nicht überschritten werden darf. Der Begriff „andere“ bedeutet in diesem Zusammenhang, dass nicht die Biogaserzeugungsanlage, sondern die Anlage zur Erzeugung von Energie (Strom, Wärme) aus Biogas gemeint ist; für die Biogaserzeu-

[575] *O. Otting*, Klimaschutz durch Baurecht, REE 2011, S. 125 (126).
[576] Vgl. *W. Kahl*, Klimaschutz durch Kommunen, ZUR 2010, S. 395 (396) m.w.N.
[577] *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (155).
[578] *S. Mitschang/O. Reidt,* in: U. Battis/M. Krautzberger/R.-P. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 35 Rn. 74 m.w.N. aus der Rechtsprechung.
[579] *W. Kahl*, Klimaschutz durch Kommunen, ZUR 2010, S. 395 (396).
[580] Vgl. *C. Landel*, in: M. Hoppenberg/S. de Witt (Hrsg.), Handbuch des öffentlichen Baurechts, Bd. 3, 38. EGL, September 2014, Kap. Z II Rn. 38.
[581] Mit Bezug auf die Gesetzesbegründung in BT-Drs. 15/2250, S. 55 siehe *F.-J. Peine*, Das Recht der Biogasanlagen – eine Bestandsaufnahme, in: P. Reiff (Red.), Jahrbuch des Umwelt- und Technikrechts 2014, 1. Aufl., S. 63 (69).
[582] BT-Drs. 17/13272, S. 4.

gungsanlage gilt folglich nur noch die Begrenzung der Erzeugungskapazität von 2,3 Millionen Normkubikmeter[583]. Die Neufassung dient einer weiteren Flexibilisierung des Privilegierungstatbestandes für Biomasseanlagen[584] und erweitert dadurch die Steuerungsmöglichkeiten der Gemeinden. Erfüllen Erzeugungsanlagen die Voraussetzungen des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB nicht, können die weiteren Privilegierungstatbestände des § 35 Abs. 1 BauGB nicht in Anspruch genommen werden. Für diese Biomasseanlagen verbleibt nur die Möglichkeit der Zulassung als sonstiges Vorhaben iSd. § 35 Abs. 2 BauGB[585], dem im Außenbereich jedoch öffentliche Belange wie die des Naturschutzes oder der Landschaftspflege entgegenstehen können[586]. Wohl aus diesem Grunde sind nicht-privilegierte Biomasseanlagen in der Praxis selten[587].

(c) Festsetzungen des Bebauungsplans

Der Bebauungsplan als auf der zweiten Stufe verbindlicher Bauleitplan (§ 1 Abs. 2 BauGB) bietet den Gemeinden für den beplanten Innenbereich die Handhabe, rechtsverbindliche Festsetzungen nach dem abschließenden Katalog[588] des § 9 Abs. 1 BauGB für das Plangebiet bzw. Teile davon auch im Hinblick auf die Erzeugung von Strom, Wärme oder Kälte aus Biomasse zu treffen. Die Optionen hierfür wurden, wie bereits erörtert, in den letzten Jahren erheblich verstärkt, wenn sie auch in Bezug auf Erzeugungsanlagen von geringerer praktischer Relevanz sein dürften. In Bezug auf die Festsetzungsmöglichkeiten des Bebauungsplans erfolgte die Stärkung der klimaschützenden Belange u.a. mit Einführung von § 9 Abs. 1 Nr. 23 lit. b BauGB, der, für diese Wertschöpfungskette einschlägig, Festsetzungsmöglichkeiten der Gemeinde in Bezug auf durchzuführende Maßnahmen zur Erzeugung[589] von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien bei der Errichtung von Gebäuden oder bestimmten sonstigen baulichen Anlagen vorsieht. Gasförmige, wie auch feste und flüssige

[583] *R. Walter/A. Huber*, Die BauGB-Novelle im Lichte der Energiebereitstellung aus Biogas- und KWK-Anlagen, REE 2013, S. 146 (147).
[584] BT-Drs. 17/13272, S. 19.
[585] *J. Albrecht*, Planungsrechtliche Steuerung des Anbaus nachwachsender Rohstoffe, Teil 2, NuR 2013, S. 529 (534); *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (9).
[586] *C. Landel*, in: M. Hoppenberg/S. de Witt (Hrsg.), Handbuch des öffentlichen Baurechts, Bd. 3, 38. EGL, September 2014, Kap. Z II Rn. 44; *W. Spannowsky*, in: ders./P. Runkel/K. Goppel (Hrsg.), Raumordnungsgesetz, 1. Aufl., § 2 Rn. 143.
[587] *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (9); *J. Albrecht*, Planungsrechtliche Steuerung des Anbaus nachwachsender Rohstoffe, Teil 2, NuR 2013, S. 529 (535) m.w.N.
[588] *N. Hermann*, in: H.-J. Koch (Hrsg.), Umweltrecht, 3. Aufl., § 13 Rn. 37; *B. Stuer*, in: M. Hoppenberg/S. de Witt (Hrsg.), Handbuch des öffentlichen Baurechts, Bd. 1, 38. EGL, September 2014, Kap. B Rn. 191.
[589] Die Aufzählung der möglichen Maßnahmen in § 9 I Nr. 23 lit. b) BauGB zeigt, dass neben der Erzeugung sämtliche Vorgänge der Wertschöpfungskette festgesetzt werden können, so auch: *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 197b.

Biomasse wird davon erfasst[590] und können durch bauliche Maßnahmen[591] und seit der Klimaschutznovelle auch durch technische Maßnahmen umgesetzt werden[592]. Durch die Beschränkung der Festsetzungsmöglichkeit auf die *„Errichtung"* von Gebäuden gilt sie nur für noch zu errichtende Neubauten, nicht jedoch für den Bestand[593].

Ebenfalls mit der Klimaschutznovelle 2011 wurden die Festsetzungsmöglichkeiten des § 9 Abs. 1 Nr. 12 Hs. 2 BauGB, die sich auf die Festsetzung von Flächen für Anlagen der öffentlichen (aber auch privatrechtlich organisierten[594]) Versorgung mit Energie (Strom, Wärme usw.) beziehen, eingeführt. § 9 Abs. 1 Nr. 12 Hs. 2 BauGB nennt dabei ausdrücklich Versorgungsflächen für Anlagen und Einrichtungen für erneuerbare Energien (und Kraft-Wärme-Kopplung), deren Bedeutung für den Ausbau der erneuerbaren Energien vom Gesetzgeber erkannt wurde. Erfasst werden u.a. auch alle biogenen Energieträger und dies für alle hier betrachteten Wertschöpfungsstufen der energetischen Biomassenutzung[595], demnach auch die Stufe der Erzeugung der Energie aus Biomasse.

Im Regelungsregime des Baugesetzbuchs sind schließlich die Regelungen der § 148 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 BauGB und § 248 Satz 1 BauGB zu nennen, die jedoch nur im weitesten Sinne einen Bezug zur energetischen Biomassenutzung aufweisen.

Für förmlich festgesetzte Sanierungsgebiete enthält § 148 Abs. 2 BauGB (mit dem Verweis in § 169 Abs. 1 Nr. 4 BauGB findet die Vorschrift entsprechende Anwendung für städtebauliche Entwicklungsgebiete) die Regelung, welche Arten von Baumaßnahmen zu den Sanierungsaufgaben gehören, die grundsätzlich den Eigentümern im Sanierungsgebiet obliegen. Diese Festlegung hat Bedeutung für das Finanzierungs- und Förderungsrecht für das Sanierungsgebiet[596], indem Städtebauförderungsmittel nach § 164a Abs. 2 Nr. 3 BauGB für solche Baumaßnahmen eingesetzt werden können. Hier werden mithin finanzielle Anreize für Eigentümer geschaffen, entsprechende Baumaßnahmen durchzuführen. Mit Einführung des § 148 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 BauGB, der durch Baumaßnahmen für *„die Errichtung oder Erweiterung von Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung, Verteilung, Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien oder Kraft-*

[590] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 197b.
[591] Bauliche Maßnahmen sind hiernach „alle Maßnahmen, die die notwendigen Rahmenvoraussetzungen für die Nutzung Erneuerbarer Energien schaffen, deren Nutzung vorbereiten, erleichtern, begünstigen oder begleiten", vgl. *W. Kahl*, Klimaschutz durch die Kommunen, ZUR 2010, S. 395 (396).
[592] *M. Raschke*, Rechtsfragen kommunaler Klimaschutzmaßnahmen, 1. Aufl., S. 78.
[593] Vgl. *R.-P. Löhr*, in: U. Battis/M. Krautzberger/ders. (Hrsg.), BauGB, 11. Aufl., § 9 Rn. 86a.
[594] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 109.
[595] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 110a.
[596] *M. Krautzberger*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ders. (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 148 Rn. 1.

Wärme-Kopplung“ die Zielsetzungen des Klimaschutzes stärken soll[597], finden auch an dieser Stelle (mittelbar) die verschiedenen Wertschöpfungsstufen der energetischen Biomassenutzung Eingang und können mit Städtebauförderungsmitteln unterstützt werden. Dies dürfte umfassend für alle Wertschöpfungsstufen der Fall sein, da es sich neben der ohnehin weiten Aufzählung von möglichen Baumaßnahmen um keine abschließende Aufzählung handelt[598].

Bei § 248 Satz 1 BauGB stehen hingegen bereits nach der nichtamtlichen Normüberschrift „*Sonderregelung zur sparsamen und effizienten Nutzung von Energie*“ im Vordergrund, namentlich Wärmedämm-Maßnahmen an der Gebäudehülle und dem Dach[599]. Mit dem erweiterten Begriffsverständnis der Energieeinsparverordnung zur „*Energieeinsparung*“ werden hiervon zwar auch technische Anlagen zur Senkung des Primärenergieverbrauchs mit umfasst[600]. Diese Maßnahmen sind jedoch sachnäher auf der Wertschöpfungsstufe der Energienutzung darzulegen (siehe weiter unten D.III.4.).

Neben den Festsetzungen im Bebauungsplan kann die Gemeinde über die in den §§ 11 und 12 BauGB geregelten Möglichkeiten zur Zusammenarbeit mit Privaten planungsrechtlich die energetische Biomassenutzung fördern. Bei den beiden Varianten städtebaulicher Vertrag (§ 11 BauGB) und Vorhaben- und Erschließungsplan (§ 12 BauGB) handelt es sich neben dem Erschließungsvertrag um die wichtigsten vertraglichen Regelungen im Städtebaurecht[601]. Sie eröffnen Gemeinden die rechtliche Grundlage, um mit vertraglichen Gestaltungen einen größeren Handlungsspielraum bei der Zulassung von bodenrechtlich relevanten Nutzungen zu haben. Der städtebauliche Vertrag nach § 11 BauGB ist dabei eine eigenständige Rechtsgrundlage, mit der das Vertragsrecht für das Städtebaurecht bereichsspezifisch normiert wird[602]. In § 11 Abs. 1 Satz 2 BauGB werden dafür beispielhaft und nicht abschließend[603] in Betracht kommende Gegenstände des städtebaulichen Vertrags aufgezählt. Dazu zählen seit der Klimaschutznovelle auch ausdrücklich Verträge über sämtliche[604] Anlagen und Einrichtungen zur dezentralen und zentralen Erzeugung (sowie Verteilung, Nutzung oder Speicherung) von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien (oder Kraft-Wärme-Kopplung), § 11 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 BauGB. Den Gemeinden wird damit ein weiteres pla-

[597] *H. Ferner*, in: ders./H. Kröninger/M. Aschke (Hrsg.), BauGB, 3. Aufl., § 148 Rn. 7.
[598] *M. Krautzberger*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ders. (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 148 Rn. 16.
[599] *G. Schmidt-Eichstaedt*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 248 Rn. 8.
[600] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 248 Rn. 6.
[601] *M. Krautzberger*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ders. (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, Vorbem. zu den §§ 1 bis 13a Rn. 121.
[602] *J. Kirchmeier*, in: H. Ferner/H. Kröninger/M. Aschke (Hrsg.), BauGB, 3. Aufl., § 11 Rn. 1a.
[603] *M. Krautzberger*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ders. (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, Vorbem. zu den §§ 1 bis 13a Rn. 124.
[604] *K. Hoffmann*, in: W. Spannowsky/M. Uetrichtz (Hrsg.), BeckOK BauGB, 27. Ed, September 2014, § 11 Rn. 32.

nungsrechtliches Instrument an die Hand gegeben, ihrer Verantwortung für den Klimaschutz u.a. durch die Nutzung erneuerbarer Energien nachzukommen[605].

Im Wortlaut des § 12 BauGB ist zwar kein ausdrücklicher Bezug zu erneuerbaren Energien vorhanden. Dennoch bietet der vorhabenbezogene Bebauungsplan als eigenständiges Instrument des Städtebaurechts[606] in Bezug auf die Zulassung von konkreten Einzelvorhaben ebenfalls weitergehende Gestaltungsmöglichkeiten, indem das Vorhaben in Kooperation mit einem privaten Investor zusammen entwickelt werden kann, von dem allerdings grundsätzlich die Initiative dazu ausgeht[607]. Aus diesem Grund wird der vorhabenbezogene Bebauungsplan häufig als Instrument für die Planung von Biomasseanlagen eingesetzt[608]. Unabhängig von den Vereinbarungen bleiben den Gemeinden dafür die Festsetzungsmöglichkeiten des § 9 Abs. 1 BauGB im vorhabenbezogenen Bebauungsplan erhalten[609]. Ein weiterer Vorteil des § 12 BauGB ist, dass der vorhabenbezogene Bebauungsplan nicht den Beschränkungen des Privilegierungstatbestands des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB unterliegt[610] und somit u.a. die Begrenzung der Erzeugungskapazität auf 2,3 Millionen Normkubikmeter nicht einzuhalten ist. Ein Nachteil kann darin erblickt werden, dass bei einer nicht das gesamte Gemeindegebiet ordnenden Gesamtplanung die Aufstellung von vorhabenbezogenen Bebauungsplänen zu räumlich nicht abgestimmten „Inselplanungen“ führen kann[611].

Im unmittelbaren Zusammenhang mit der Bauleitplanung sind maßgebend[612] die Regelungen der Baunutzungsverordnung zu sehen, die vorgeben, wie die Art der baulichen Nutzung im Flächennutzungsplan (als Bauflächen) dargestellt und im Bebauungsplan (als Baugebiete) anschließend festgesetzt werden kann. Für die energetische Biomassenutzung könnte hierbei zum einen § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 5 BauNVO von Relevanz sein. § 11 BauNVO ermächtigt die Gemeinden als Planungsträger in Form einer Rahmenvorschrift[613] sonstige Sondergebiete darzustellen und festzusetzen. Nach § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 5 BauNVO können sonstige Sondergebiete als „*Gebiete für Anlagen, die der Erforschung, Entwicklung oder Nutzung erneuerbarer Energien, wie Wind- und Sonnenenergie, dienen*“, dargestellt und festgesetzt

[605] Vgl. *R.-P. Löhr*, in: U. Battis/M. Krautzberger/ders. (Hrsg.), BauGB, 11. Aufl., § 11 Rn. 20a.
[606] *M. Krautzberger*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ders. (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 12 Rn. 1.
[607] *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (11); *M. Krautzberger*, in: U. Battis/ders./R.-P. Löhr (Hrsg.), BauGB, 11. Aufl., § 12 Rn. 3.
[608] *C. Landel*, in: M. Hoppenberg/S. de Witt (Hrsg.), Handbuch des öffentl. Baurechts, Bd. 3, 38. EGL, September 2014, Kap. Z II Rn. 36.
[609] *J. Kirchmeier*, in: H. Ferner/H. Kröninger/M. Aschke (Hrsg.), BauGB, 3. Aufl., § 12 Rn. 15.
[610] *C. Landel*, in: M. Hoppenberg/S. de Witt (Hrsg.), Handbuch des öffentl. Baurechts, Bd. 3, 38. EGL, September 2014, Kap. Z II Rn. 36.
[611] So auch: *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (12).
[612] *F. Ekardt/H.-J. Kruschinksi*, Biogasanlagen: Planungsrechtliche Minimierung möglicher Nutzungskonflikte, ZNER 2008, S. 7 (8).
[613] *H. C. Fickert/H. Fieseler*, BauNVO, 11. Aufl., § 11 Rn. 8.

werden. Durch die Nennung „wie“ wird bereits deutlich, dass der Gesetzgeber vorrangig Bauflächen und -gebiete für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Wind- oder Sonnenenergie planungsrechtlich absichern wollte[614], wenn die Aufzählung auch nicht abschließend ist. Der Bezug der Vorschrift zum Wortlaut des § 35 Abs. 1 Nr. 5 BauGB („Erforschung, Entwicklung, Nutzung“) spricht aber dafür, dass vornehmlich Wind- und Sonnenenergie privilegiert werden sollen[615]. Der Wortlaut des § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 5 BauNVO schließt jedoch die Darstellung und Festsetzung von sonstigen Sondergebieten für die hier untersuchten Biomasseanlagen nicht aus und steht daher als planungsrechtliches Instrument zur Verfügung.

Zum anderen kommt § 14 BauNVO als für Biomasseanlagen relevante Vorschrift in Betracht. § 14 BauNVO normiert zusätzliche Zulässigkeitstatbestände und erweitert die für ein Baugebiet zulässigen Anlagen[616] um verschiedene Formen von Nebenanlagen. Die Vorschrift ist in Zusammenhang mit den Festsetzungsmöglichkeiten des § 9 Abs. 1 BauGB zu sehen, denn sie ermöglicht die Zulässigkeit von Nebenanlagen, die nicht den Festsetzungen des Bebauungsplans entsprechen[617]. § 14 Abs. 2 Satz 1 BauNVO nennt als zulässige Nebenanlagen u.a. solche zur Versorgung der Baugebiete u.a. mit Elektrizität und Wärme. § 14 Abs. 2 Satz 2 BauGB nennt ausdrücklich Anlagen für erneuerbare Energien, für die Satz 1 ebenfalls gilt[618]. Hierzu gehören sämtliche Anlagen zur Erzeugung (und Verteilung) von Elektrizität, die aus regenerativen Quellen, mithin auch Biomasse, stammt[619]. Die Ausnahmemöglichkeit dürfte für Biomasseanlagen dennoch von geringer Bedeutung sein, da in der Kommentarliteratur stets nur der Bezug zu Anlagen zu Nutzung von Wind-, Sonne- und Wasserenergie hergestellt wird[620]. Da die Ausnahmevorschrift aufgrund ihrer inneren Systematik schließlich eine geringe praktische Bedeutung haben soll[621], kann sie bei dieser Untersuchung eher vernachlässigt werden.

---

[614] So auch: *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauNVO, 114. EGL, Juli 2014, § 11 Rn. 36.

[615] Dennoch gibt es nach einer Internetrecherche diese Beispiele in der Praxis, wie die Gemeinde Schwandorf, die ein Sondergebiet Biomasse nach § 14 II BauNVO in einem Bebauungsplan festgesetzt hat, abrufbar unter http://www.schwandorf.de/media/custom/1651_61_1.PDF (21.10.2013), die Gemeinde Wölfersheim, abrufbar unter http://www.regiokonzept-gmbh.de/ref_biomasse.html (21.10.2013) oder die Gemeinde Nienburg, abrufbar unter http://www.nienburg.de/regional/bauleitplanung/biomasse-stolzenau-913000111-21550.html?titel=Bisherige+Fassungen+%C2%BBBebauungsplan+Nr.+47+-+Biomasse+Stolzenau (21.10.2013).

[616] *J. Stock*, in: H. König/T. Roeser/ders. (Hrsg.), BauNVO, 2. Aufl., § 14 Rn. 1.

[617] *H. C. Fickert/H. Fieseler*, BauNVO, 11. Aufl., § 14 Rn. 11.

[618] Vom Wortlaut der „Versorgung“ ist auch die Erzeugung und Verteilung erneuerbarer Energien abgedeckt, vgl. *R. Walter/A. Huber*, Die BauGB-Novelle 2013 im Lichte der Energiebereitstellung aus Biogas- und KWK-Anlagen, REE 2013, S. 146 (149); *J. Stock*, in: H. König/T. Roeser/ders., BauNVO, 2. Aufl., § 14 Rn. 36.

[619] *J. Ziegler*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 14 BauNVO Rn. 148.

[620] Vgl. *J. Stock*, in: H. König/T. Roeser/ders. (Hrsg.), BauNVO, 2. Aufl., § 14 Rn. 36; *W. Bielenberg*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/ders./M. Krautzberger (Hrsg.), BauNVO, 114. EGL, Juli 2014, § 14 Rn. 30; *J. Ziegler*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 14 BauNVO Rn. 148.

[621] U.a. dadurch, dass größere Biomasseanlagen eher im Außenbereich geplant werden.

Zusammenfassend bietet das planungsrechtliche Instrumentarium – zumindest auf dem Papier – weitgehende Möglichkeiten für die Planungsträger auf den verschiedenen Ebenen die Standortfindung von Biogasanlagen zu beeinflussen oder vorzugeben. Interessant ist dies vor allem dann, wenn die Standorte regionale gesteuert werden sollen. Hierzu wird vertiefend in Arbeitspaket 5 eingegangen.

3. Transport der erzeugten Energie (Wärme/Kälte)

Die Regelungen hinsichtlich des Transports des aus gasförmiger Biomasse erzeugten Stroms sind nicht Gegenstand dieser Untersuchung und werden überdies wegen der fehlenden Besonderheiten für aus Biomasse erzeugten Strom nicht geprüft. Für den Transport und die Verteilung der aus Biogas erzeugten Wärme[622] sind hingegen Wärmenetze erforderlich, deren rechtlicher Betrachtung lohnt, da Biomasse unter den erneuerbaren Energien den höchsten Wärmeerzeugungsbeitrag leistet[623]. Im Vergleich zu anderen Nachbarstaaten sind zudem die Wärmenetze in Deutschland eher schwach und zudem inselartig ausgebaut[624], sodass hier noch erheblicher Handlungsbedarf identifiziert werden kann und der rechtliche Rahmen untersuchungswürdig ist[625]. Gefördert wird der weitere Ausbau von Wärmenetzen zum einen durch finanzielle Anreize (a.) und zum anderen durch planungsrechtliche Instrumente (b.).

a. Finanzielle Anreize für Infrastruktur

Die Schaffung der erforderlichen Infrastruktur wird, zum Teil unabhängig von der für die Wärmeerzeugung eingesetzen erneuerbaren Energie, durch untergesetzliche Förderprogramme finanziell gefördert.

Das Programm „Erneuerbare Energien – Premium“ der Kreditanstalt für Wiederaufbau (Nr. 281/281) setzt zunächst sogar auf einer früheren Wertschöpfungsstufe an. Gefördert werden als Innovationsförderung nach dem Programm bereits Biogasleitungen für unaufbereitetes Rohbiogas, also das nicht zu Biomethan aufbereitete Biogas, das zu einem anderen

[622] Da gleichfalls der Transport erzeugter Kälte gefördert wird, wird im Folgenden lediglich der Begriff „Wärme“ angeführt, sofern nicht ausnahmsweise Kälte(-netze) der Förderung unterliegt.

[623] Vgl. *O. Antoni*, Instrumente zur Förderung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien, EnWZ 2013, S. 357 (357).

[624] Nach dem zwar nicht mehr aktuellen aber noch aussagekräftigen Branchenreport 2006 des AGFW waren nur 14 % der bewohnten Wohnungseinheiten mit Fernwärme versorgt, vgl. AGFW-Branchenreport 2006, S. 7, abrufbar unter http://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/oberes_menue/Wir_ueber_uns/AGFW_Report/Branchenreport_2006/ab2006gesamt_web.pdf&t=1382179288&hash=95e11f576b1c63bf37d6b2ebec45a8c0ed42536e (18.10.2013).

[625] Die europarechtlichen und nationalen Regelungen zur Einspeisung und Transport des erzeugten und zu Biomethan aufbereiteten Biogases werden aufgrund ihrer Komplexität in einem eigenen Abschnitt (D.VII.) als Sonderfall dargestellt.

Standort zur Verstromung oder zur Nutzung als Kraftstoff transportiert werden soll. Voraussetzung für die Förderung bei der Verstromung ist, dass die Biogasleitung eine Länge von mindestens 300 Metern hat und das transportierte Biogas einer Kraft-Wärme-Kopplung-Nutzung unter Regime des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 zugeführt wird[626]. Ausgenommen von der Förderung sind Biogasleitungen für unaufbereitetes Biogas, die das Biogas zu einer Biogasaufbereitungsanlage transportieren[627]. Die Förderung erfolgt als zinsgünstiges Darlehen mit einem zusätzlichen Tilgungszuschuss in Höhe von bis zu 30 Prozent der förderfähigen Investitionskosten[628].

Ferner fördert die Kreditanstalt für Wiederaufbau über das Programm die Errichtung von Wärmenetzen. Anträge auf Förderung können hierfür sowohl Privatpersonen, kleine und mittlere Unternehmen[629] als auch bestimmte kommunale Antragsteller[630] und größere Unternehmen stellen[631]. Zu den förderfähigen Maßnahmen zählen Wärmenetze, die aus erneuerbaren Energien gespeist werden. Dabei wird sowohl die Errichtung als auch die Erweiterung eines Wärmnenetzes gefördert[632]. Voraussetzung ist, dass das Wärmenetz überwiegend zur Bereitstellung von Wärme für den Gebäudebestand oder zur Bereitstellung von Prozesswärme dient und im Mittel über das gesamte Netz einen Mindestwärmeabsatz von 500 Kilowattstunden pro Jahr und Meter Trasse hat[633]. Von der Förderung ausgeschlossen sind dagegen solche Netze, die überwiegend der Wärmeversorung von Neubauten dienen[634]. Gleichfalls ausgeschlossen ist eine Förderung für Netze, die bereits nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gefördert werden[635]. Hinsichtlich der Förderhöhe ist der maximale Kreditrahmen in der Regel auf 10 Millionen Euro pro Vorhaben beschränkt[636]. Zudem werden für geförderte Wärmenetzmaßnahmen bis zu einem Förderhöchstbetrag von 1 Millionen Euro Tilgungszuschüsse in Höhe von 60 Euro pro neu errichteten Meter Wärmenetz gewährt[637].

---

[626] Die Richtlinien sind bislang nicht an das EEG 2014 angepasst, vgl. *KfW*, Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt v. 20.07.2012, S. 26, abrufbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/vorschriften/energie_ee_richtlinie_20_07_2012.pdf (31.12.2014).

[627] *KfW*, Merkblatt Erneuerbare Energien, S. 4.

[628] *KfW*, Merkblatt Erneuerbare Energien, S. 8.

[629] Diese sind für sämtliche Maßnahmen des KfW-Programms Erneuerbare Energien „Premium“ antragsberechtigt.

[630] Dies sind neben kommunalen Gebietskörperschaften auch unselbstständige Eigenbetriebe von kommunalen Gebietskörperschaften und Gemeindeverbände, etwa in Form von kommunalen Zweckverbänden.

[631] Größere Unternehmen sind neben dem Förderzweck Wärmenetz und –speicher nur für Maßnahmen im Bereich Solarthermie und Tiefengeothermie antragsberechtigt.

[632] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 3.

[633] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 3.

[634] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 4.

[635] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 4.

[636] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 6.

[637] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 7.

Nicht unterschieden wird innerhalb der zur Wärmeerzeugung eingesetzten erneuerbaren Energien. Biogas als Brennstoff für die Wärmeerzeugung fällt demnach darunter, aber weist gegenüber den anderen erneuerbaren Energien jedoch keine Besonderheiten auf, sodass im Rahmen dieses Gutachtens nicht näher darauf eingegangen zu werden braucht.

Schließlich werden Wärmenetze gem. §§ 5a, 6a, 7a KWKG über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle gefördert. Die Förderung von Wärmenetzen wurde zum 1. Januar 2009 neu in das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz aufgenommen[638]. Wärmenetze sind gem. § 3 Nr. 14 KWKG

> *„Einrichtungen zur leitungsgebundenen Versorgung mit Wärme, die eine horizontale Ausdehnung über die Grundstücksgrenze des Standorts der einspeisenden KWK-Anlage hinaus haben und an die als öffentliches Netz eine unbestimmte Anzahl von Abnehmenden angeschlossen werden kann. An das Wärmenetz muss mindestens ein Abnehmender angeschlossen sein, der nicht gleichzeitig Eigentümer oder Betreiber der in das Wärmenetz einspeisenden KWK-Anlage ist*."

Es wird ausdrücklich der Neu- und Ausbau iSe. Erweiterung von Wärmenetzen gefördert. Voraussetzung ist u.a., dass das Wärmenetz aus einem der in § 2 Satz 1 KWKG aufgezählten Brennstoffe betrieben werden. Darunter fällt demnach auch Biogas. Zugleich handelt es sich aber um eine Förderung, die keine Besonderheiten für Biogas als Brennstoff der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage aufweist, sodass an dieser Stelle weitere Ausführungen entbehrlich sind.

Insgesamt lässt sich bei der Förderung des Transports der erzeugten Wärme daher festhalten, dass es finanzielle Anreize für Wärmenetze gibt, diese aber keine Spezifika für Biogas enthalten, sodass hier keine Inkonsistenzen entstehen konnten.

b. Planungsrechtliche Instrumente

In Ergänzung zu den unter D.III.2.d. dargestellten planungsrechtlichen Instrumenten für die Energieerzeugungsanlagen soll hier nur auf die Abweichungen für die Transportnetze der in Biogasanlagen erzeugten Energie eingegangen werden.

Auf der Planungsebene des Raumordnungsrechts ist der Grundsatz des § 2 Abs. 2 Nr. 4 Satz 5 ROG auch auf die Transportnetze anwendbar, wie sich aus der Formulierung "einschließlich des Ausbaus von Energienetzen" ergibt. Ausweislich der Gesetzesbegründung[639] gilt der Grundsatz dabei sowohl für den Transport von erzeugten

[638] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 5a KWKG, Rn. 1.
[639] BR-Drs. 563/08, S. 53 und BT-Drs. 16/10292, S. 22.

Strom als auch von (Fern-)wärme aus Kraft-Wärme-Kopplung[640]. Bei den weiteren Grundsätzen dürften sich keine Abweichung ergeben. Weitere Besonderheiten bestehen für die Netze raumordnungsrechtlich im Vergleich mit Erzeugungsanlagen nicht.

Bei den Instrumenten der Bauleitplanung sind wie bei den Erzeugungsanlagen die Normen §§ 1 Abs. 5 Satz 2, 1 Abs. 6 Nr. 7 lit. f, § 5 Abs. 2 Nr. 2 lit. b, 5 Abs. 2 Nr. 4, 9 Abs. 1 Nr. 12 Hs. 2, 9 Abs. 1 Nr. 23b, 11 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 und 148 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 BauGB einschlägig, da die Versorgung bzw. Verteilung der erzeugten Energie teilweise ausdrücklich genannt wird bzw. immanent erforderlich ist[641]. Der Flächennutzungsplan lässt bspw. gem. § 5 Abs. 2 Nr. 4 BauGB Darstellungen zur Sicherung von Flächen auch für die Errichtung von Energieversorgungsleitungen zu. Diese Möglichkeit bezieht sich auch auf Biomasseanlagen und mithin die dadurch gespeisten Wärmenetze als Versorgungseinrichtungen.

Wohl auf der Wertschöpfungsstufe des Transports dürfte § 1 Abs. 6 Nr. 8 lit. d BauGB ansetzen[642], der als bei der Aufstellung der Bauleitpläne zu berücksichtigende Belange jene „*der Versorgung, insbesondere mit Energie und Wasser, einschließlich der Versorgungssicherheit*“ vorschreibt. Als Energieversorgung kann in den für die Bauleitplanung relevanten Bereichen allgemein die Belieferung von Verbrauchern mit Nutzenergie bezeichnet werden[643]. Von zunehmender Bedeutung ist dabei die Energieversorgung aus erneuerbaren Energien[644], also auch aus Biomasse. Gemeint ist aber nur die (öffentliche) Versorgung mit Energie zur Daseinsvorsorge[645].

Ebenfalls anwendbar ist die Außenbereichs-Privilegierung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB, der neben der Erzeugung auch Anlagen privilegiert, die dem Anschluss von Anlagen an das öffentliche Versorgungsnetz dienen[646]. Dies dürfte sich jedoch zum einen vom Vorhandensein einer privilegierten Biogasanlage abhängig sein. Zum anderen sind nur die Anschlussleitungen an das (öffentliche) Gasnetz[647], nicht zur weiteren Verwendung des in

[640] Die Aspekte des Ausbau der Energienetze in § 2 II Nr. 4 ROG werden teilweise nur auf Stromleitungen bezogen, vgl. *P. Runkel*, in: W. Bielenberg/ders./W. Spannowsky (Hrsg.), Raumordnungs- und Landesplanungsrecht des Bundes und der Länder, Bd. 2, EGL 3/14, November 2014, § 2 Rn. 186. Dies dürfte aufgrund der Verwendung des Wortes „Energie“ jedoch nicht zutreffend sein, sondern auch Leitungen für Biogas, Biomethan und Wärmenetze beinhalten.

[641] Im Einzelnen siehe oben D.III.2.d.(2).

[642] Aufgrund dieser Belange kann die Führung von Versorgungsanlagen und –leitungen gem. § 9 I S. 1 Nr. 13 in Bebauunsplänen festgesetzt werden, vgl. *U. Battis*, in: ders./M. Krautzberger/R.-P. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 1 Rn. 73.

[643] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 165.

[644] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 165.

[645] *H.-G. Gierke*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 1079.

[646] *C.-D. Bracher*, in: ders./O. Reidt/G. Schiller, Bauplanungsrecht, 8. Aufl., Rn. 2314.

[647] In Analogie zum privilegierten Anschluss an das öffentliche Stromnetz.

der Biomasse-Anlage erzeugten Gases in entfernt liegende Anlagen privilegiert[648]. Ob neben Elektrizitäts- und Gasleitungen auch Wärmeleitungen erfasst werden, ist aus der Gesetzesbegründung und der Kommentarliteratur nicht erkennbar. Da bei Biogasanlagen mit Wärmeauskopplung auch der Anschluss an ein Wärmenetz erforderlich sein kein, könnte die Privilegierung auch dafür gelten. Gegen diese Möglichkeit spricht aber in den meisten Fällen die Betonung der «öffentlichen Versorgungsnetze» in § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB, da Biogasanlagen in der Regel privatrechtlich organisierte, kleinere Wärmenetze speisen dürften und nicht in ein allgemeines Versorgungsnetz einspeisen.

§ 248 Satz 1 BauGB ist schließlich für Transportleitungen wegen des ausdrücklichen Bezugs auf die Nutzung von Energie nicht einschlägig.

Die Festsetzungsmöglichkeit des § 14 Abs. 2 Satz 1 BauNVO gilt auch, wie bereits festgestellt, für Anlagen zur Verteilung von Elektrizität, Gas, Wärme und Wasser.

Einschlägig auch für den Transport von aus erneuerbaren Energien, wie der Biomasse, erzeugter Wärme ist schließlich die in § 16 EEWärmeG normierte Ermächtigungsgrundlage für Gemeinden und Gemeindeverbände zum Erlass von Satzungen, die einen Anschluss- und Benutzungszwang für Gemeindegebiete an ein Netz der öffentlichen Nah- und Fernwärmeversorgung vorschreiben. Der Anschluss- und Benutzungszwang enthält planungs- und ordnungsrechtliche Elemente und stellt ein wichtiges Instrument dar, um den flächendeckenden Einsatz der Wärmeversorgung aus erneuerbaren Energien wie der Biomasse zu ermöglichen. Dieses Instrument ist jedoch überwiegend für die der Nutzung der erzeugten Energie maßgeblich, da es auf den Einsatz der Wärmeenergie beim Verbraucher abzielt. Es unterstützt jedoch auch den Transport von Wärme und ist ein Baustein zur weiteren Förderung des Ausbaus von Wärmenetzen[649]. Es wird im Detail unter D.III.4.c. erörtert.

4. Nutzung der erzeugten Energie

Auf der letzten Wertschöpfungsstufe wird die aus gasförmiger Biomasse erzeugte Energie genutzt und verbraucht. Die Nutzenergieformen sind Strom, Wärme/Kälte sowie die gasförmigen Biokraftstoffe, die jedoch aufgrund der wesentlich geringeren Bedeutung im Vergleich zu den flüssigen Biokraftstoffen hier nur überblicksartig erörtert werden. Auch die Nutzung des erzeugten Stroms weist nur in Einzelfällen biomassespezifische Besonderheiten auf, sodass sich dieser Abschnitt auf die Nutzung der Energieform Wärme konzentriert, die zum Eigenverbrauch des Erzeugers und in anderen Einsatzgebieten, v.a. in Gebäuden genutzt wird. Für den Wärmesektor existieren in diesem Zusammenhang Förderreglungen im Ord-

[648] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 35 Rn. 59a.
[649] *A. Milkau*, in: T. Müller/V. Oschmann/G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 16 Rn. 2.

nungsrecht (a.), durch fiskalische Anreize (b.) sowie im Planungsrecht (c.). Im Verkehrssektor beschränkt sich der Gesetzgeber (inzwischen) auf ordnungsrechtliche Instrumentarien.

a. Ordnungsrechtliche Instrumente

Die ordnungsrechtlichen Instrumente im Bereich der gasförmigen Biomasse setzen auf der hier zu erörternden Verbrauchsstufe vorwiegend bei der Energieform Wärme bzw. Kälte an, die im Gebäudesektor genutzt wird.

Der Wärme-/Kältesektor hat traditionell einen besonders hohen Stellenwert beim Einsatz von Biomasse[650]. Die Förderung von Biomasse für den Einsatz im Wärme-/Kältesektor differiert allerdings maßgeblich vom Stromsektor aufgrund einer gänzlich anderen Infrastruktur und seiner vielfältigen und strukturell unterschiedlichen Akteure[651], sodass bspw. die Förderansätze des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nicht übertragbar sind[652]. Im Gegensatz zum Stromsektor existiert kein überregionales oder gar bundesweit verbundenes (Wärme-)Netz, sondern die Wärmeversorgung ist durch punktuelle, dezentrale Strukturen mit einer Vielzahl kleiner Wärmenetze geprägt[653]. Zudem wird die ausschließlich oder in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme häufig vom Erzeuger selbst verbraucht[654], ohne dass diese gehandelt oder von Dritten abgenommen wird. Es ist daher nicht wie beim Strom eine Einspeisung (und Entnahme) an grundsätzlich jedem beliebigen Punkt in Deutschland möglich[655]. Deswegen ist auch keine mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz vergleichbare Förderung mit Abnahmepflichten der Wärme umsetzbar. Ferner sind die Akteure auf Seiten der Erzeuger bzw. Betreiber von Wärmenetzen und Verbraucher in Gestalt von privaten und gewerblichen Gebäudeeigentümern, Mietern sowie nicht an Wärmenetze angeschlossene Verbraucher vielschichtiger als im Stromsektor[656]. Darüber hinaus ist der Wärmemarkt durch sehr unterschiedliche Brennstoffe, die beim Endverbraucher zum Einsatz kommen, der Dominanz von privaten (nicht erfassten) Einzelanlagen gegenüber Gemeinschaftsanlagen oder beim hier

[650] Die Wärmebereitstellung aus Biomasse betrug 2011 national in absoluten Zahlen 115.022 GWh, vgl. *BMU*, Erneuerbare Energien in Zahlen Internet-Update ausgewählter Daten, S. 12, abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/20130114_BMU_EEiZ_Herbst 12.pdf (10.05.2013) und machte prozentual 86,4 % der Erneuerbare-Energien-Wärme aus, vgl. *BMU*, Erneuerbare Energien in Zahlen 2012, S. 25, abrufbar unter https://secure.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf (10.05.2013).

[651] *G. Wustlich*, Rechtsentwicklung der Erneuerbaren Energien – Kontinuitäten, Umbrüche, Konsolidierung, in: U. Ehricke (Hrsg.), Die neuen Herausforderungen im Lichte des Energierechts, 1. Aufl., S. 41 (46); *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung der erneuerbaren Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 35.

[652] *J. Fischer/S. Klinski*, Modelle für eine Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt aus rechtlicher Sicht, ZUR 2007, S. 8 (13).

[653] Vgl. *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 10.

[654] *J. Fischer/S. Klinski*, Modelle für die Förderung erneuerbarer Energien, ZUR 2007, S. 8 (13).

[655] *S. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller, Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (90).

[656] *G. Wustlich*, Rechtsentwicklung der Erneuerbaren Energien – Kontinuitäten, Umbrüche, Konsolidierung, in: U. Ehricke (Hrsg.), Die neuen Herausforderungen im Lichte des Energierechts, 1. Aufl., S. 41 (46).

untersuchten Brennstoff Biomasse durch dessen besondere Charakteristika gekennzeichnet[657]. Möglicherweise ist diese komplexe Ausgangslage ein Grund dafür, dass es bis zum Jahr 2009 kein gesetzliches Instrument zur Förderung des Einsatzes von erneuerbaren Energien im Wärmemarkt, sondern nur fiskalische Förderprogramme auf Bundesebene gab[658].

(1) EEWärmeG

Durch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz wurde erstmalig auf Bundesebene ein Gesetz zur Förderung erneuerbarer Energien zur Nutzung von Wärme und Kälte geschaffen[659]. Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz als Hauptinstrument im Wärmesektor verbindet dabei in einem Gesetz bereits drei unterschiedliche Förderinstrumente. Der Regelungskern des Gesetzes besteht in der ordnungsrechtlichen Pflicht, den Wärmebedarf anteilig durch erneuerbare Energien zu decken[660]. Dieser – gemeinhin als 1. Säule des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes bezeichnete[661] – ordnungsrechtliche Teil wird ergänzt durch die 2. Säule, einem Subventionsinstrument in Form des Marktanreizprogramms, das in den §§ 13-15 EEWärmeG gesetzlich abgesichert ist[662] und Investitionssicherheit suggerieren soll. Adressat der ordnungsrechtlichen Pflicht und möglicher Subventionen ist der Gebäudeeigentümer bzw. Endverbraucher[663]. Auch in dieser Zielrichtung unterscheidet sich das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz vom Erneuerbare-Energien-Gesetz im Stromsektor, das nicht die Verbraucher, sondern die Betreiber der öffentlichen Stromnetze in die Pflicht nimmt[664]. Die 3. Säule beinhaltete in § 16 EEWärmeG iVm. mit den jeweiligen Landesgemeindeordnungen schließlich das bereits besprochene Planungselement in Form der Ermächtigung für Kommunen, einen Anschluss- und Benutzungszwang zum Zwecke des Klima- und Ressourcenschutzes zu beschließen.

Das Verhältnis zwischen der ordnungsrechtlichen Nutzungspflicht der 1. Säule und den fiskalischen Anreizen der 2. Säule wird durch § 15 EEWärmeG ausdrücklich geregelt. Nach § 15 Abs. 1 EEWärmeG können Maßnahmen nicht gefördert werden, soweit sie der Erfüllung der Nutzungspflicht des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes oder landesrechtlichen Pflichten dienen. Diese Regelung entspricht dem haushaltsrechtlichen Grundsatz, dass die Erfüllung

[657] Vgl. dazu *BMU*, Studie: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, 31.10.1999, S. 21, abrufbar unter http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/klimaschutz-ee.pdf (14.05.2013).
[658] *G. Wustlich*, „Erneuerbare Energie“ im Klimaschutzrecht, ZUR 2008, S. 113 (114).
[659] *T. Müller*, Der Rechtsrahmen zur Förderung und Nutzung Erneuerbarer Energien, in: W. Köck/K. Faßbender (Hrsg.), Klimaschutz durch Erneuerbare Energien, 1. Aufl., S. 15 (21).
[660] *H-J. Koch*, Klimaschutzrecht, NVwZ 2011, S. 641 (653).
[661] Bspw. *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 50; *. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (91).
[662] Vgl. *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 13.
[663] Vgl. *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 207.
[664] *A. Klemm*, Das Erneuerbare-Energie-Wärmegesetz, CuR 2008, S. 124 (125).

einer ordnungsrechtlichen Pflicht nicht auch finanziell gefördert werden soll[665], da der Adressat der Nutzungspflicht ohnehin gehalten ist, sich rechtskonform zu verhalten. Durch diese Abgrenzung wird bewirkt, dass der Einsatz von erneuerbaren Energien im Gebäudebestand grundsätzlich finanziell gefördert werden kann und im Neubau nicht. Dennoch ist durch die weiten Ausnahmeregelungen in den Absätzen 2-4 der Norm dieser Grundsatz wieder aufgeweicht worden. Demnach sind ein Nebeneinander der Erfüllung der Nutzungspflicht und eine finanzielle Förderung möglich, wenn bei Neubauten eine überobligatorische Erfüllung der Pflicht[666] bspw. durch anspruchsvollere technische oder effizienzsteigernde Maßnahmen erfolgt. Die Instrumente der 1. Säule adressieren mithin nur den Neubau, die der 2. Säule sowohl Alt- als auch Neubauten[667].

In beiden Säulen finden sich konkrete Regelungen zum Einsatz von Biomasse zur Wärme- und Kältebereitstellung. Nach § 5 EEWärmeG kann die Nutzungspflicht durch den Einsatz von gasförmiger (Abs. 2), flüssiger (Abs. 3 Nr. 1) oder fester (Abs. 3 Nr. 2) Biomasse erfüllt werden. Nach § 14 Abs. 1 Nr. 2 EEWärmeG sind Anlagen zur Nutzung von Biomasse grundsätzlich förderfähig. Hierzu näher unter E.IV.

Eine wesentliche Schwäche des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes liegt in den schwach ausgestalteten Vollzugmöglichkeiten[668], welche die Wirksamkeit des Instruments einschränkt. Die Durchsetzung der ordnungsrechtlichen Bestandteile erfolgt im Wesentlichen durch Nachweise, die von den Wärmenetzbetreibern oder Gutachtern erbracht werden. Aufgrund gleichlaufender Interessen der Bauherren und der Begutachtenden ist ein rechtskonformer Vollzug nicht unbedingt gewährleistet[669]. Zudem fehlt es eindeutigen und klaren Eingriffsbefugnisnormen, um die Nutzungspflicht durchzusetzen[670]. Diese Vollzugsdefizite hatte auch der Gesetzgeber im Blick, weswegen Gegenstand des Erfahrungsberichts nach § 18 Satz 2 Nr. 4 EEWärmeG auch der Vollzug des Gesetzes ist[671]. Der Ende 2012 vorgelegte 1. Erfahrungsbericht konstatiert dann auch, dass der Vollzug nach dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes nur zögerlich angelaufen ist[672].

---

[665] Vgl. *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 15 Rn. 1; *A. Klemm*, Das Erneuerbare-Energie-Wärmegesetz, CuR 2008, S. 124 (129).

[666] *O. Antoni*, Möglichkeiten zur Integration des Einsatzes von Windgas bei Neubauten in das EEWärmeG, ZNER 2013, S. 25 (25).

[667] Insoweit unpräzise: *S. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (91).

[668] Vgl. dazu bspw. *A. Klemm*, Das Erneuerbare-Energie-Wärmegesetz, CuR 2008, S. 124 (130).

[669] Vgl. dazu *F. Ekardt*, Die Förderung von Biomasse-Wärme, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 139 (148 f.).

[670] *F. Ekardt*, Die Förderung von Biomasse-Wärme, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 139 (149).

[671] *V. Oschmann*, in: T. Müller/ders./G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 18 Rn. 35.

[672] *BMU*, Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz v. 19.12.2012, S. 84, abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/eewaermeg_erfahrungsbericht.pdf (10.05.2013); Aus-

Von den Bundesländern hat bislang ausschließlich Baden-Württemberg von der Regelungskompetenz in § 3 Abs. 4 Nr. 2 EEWärmeG durch das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWärmeG) Gebrauch gemacht. Entsprechend der Ermächtigung wird im Erneuerbare-Wärme-Gesetz der Anwendungsbereich der ordnungsrechtlichen Nutzungspflicht auf Bestandswohngebäude erweitert, soweit für diese vor dem 1. April 2008 der Bauantrag gestellt oder beim Kenntnisgabeverfahren die Bauvorlagen erstmalig eingereicht wurden, vgl. § 4 Abs. 1 EWärmeG. Auch beim Erneuerbare-Wärme-Gesetz ist die Erfüllung der Nutzungspflicht durch den Einsatz von Bioerdgas oder Bioöl möglich, die als Biomasse zu den erneuerbaren Energien gezählt werden, vgl. § 2 Nr. 1 Satz 1 EWärmeG. In anderen Bundesländern wird die Einführung landesrechtlicher Wärmegesetze bislang lediglich erwogen, ohne dass es solche erlassen wurden.[673]

(2) Energieeinsparverordnung

Als zweites ordnungsrechtliches Instrument, das im weiteren Sinne als Förderregelung für erneuerbare Energien wie der Biomasse ausgelegt werden kann[674], existiert die Energieeinsparverordnung (EnEV) in der aktuellen Fassung von 2014, die aufgrund der Ermächtigung in § 1 Abs. 2, § 2 Abs. 2 und 3, § 3 Abs. 2, § 4, jeweils in Verbindung mit § 5, sowie § 5a Satz 1 und 2 EnEG erlassen wurde. Die Energieeinsparverordnung 2014 verfolgt als gebäudebezogenes Baunebenrecht[675] einen integrierten energetischen Ansatz, indem rechtliche Anforderungen an den Gesamtenergiebedarf von Gebäuden gestellt werden[676]. Es ist je nach Gebäudetyp ein bestimmter Jahres-Primärenergiebedarf für Heizung und Warmwasser, bestimmte Transmissionswärmeverluste sowie Anforderungen an den sommerlichen Wärmeschutz einzuhalten. Den Anwendungsbereich teilt die Energieeinsparverordnung 2014 grundsätzlich mit dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, indem sie Pflichten für Neubauten aufstellt[677]. Dabei wird aber hinsichtlich der energetischen Anforderungen zwischen Wohn- und Nichtwohngebäuden unterschieden, was dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz fremd ist. Adressaten der ordnungsrechtlichen Pflichten sind ebenfalls grundsätzlich deckungsgleich zu denen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, nämlich Grundstückeigentümer bzw. Bauherren. Für den Einsatz von Biomasse, die nach § 2 Nr. 6 EnEV 2014 zu den erneuerbaren Energien der Verordnung zählt („Energie aus Biomasse“), enthält die Energieeinsparverordnung 2014 in Bezug auf die Energieversorgung von Gebäu-

führlich zum Vollzugsdefizit in den Bundesländern vgl. *C. Ziehm*, Vollzugsdefizite im Bereich des Klimaschutzrechts, ZUR 2010, S. 411 (411 ff.).

[673] Vgl bspw. den Gesetzentwurf der Opposition für ein Gesetz zur Nutzung Erneuerbarer Wärmeenergie in Hessen (HEEWärmeG) v. 23.02.2010 (Drs. 18/1949).

[674] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 166.

[675] Zur Vorgängerfassung EnEV 2009: *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 57.

[676] *H-J. Koch*, Klimaschutzrecht, NVwZ 2011, S. 641 (644).

[677] Zur Vorgängerfassung EnEV 2009: BR-Drs. 569/08, S. 78.

den zwei relevante Regelungsbereiche. Zum einen hat der Einsatz von Biomasse (positive) Auswirkungen auf die Berechnung des nach § 3 Abs. 1 EnEV 2014 iVm. der Gesetzesanlage 1 (bei Wohngebäuden) bzw. § 4 Abs. 1 EnEV 2014 iVm. der Gesetzesanlage 2 (bei Nichtwohngebäuden) einzuhaltenden Jahres-Primärenergiebedarfs des Gebäudes. Nach Ziffer 2.1.1 der Gesetzesanlage 1 zur Energieeinsparverordnung 2014 iVm. den untergesetzlichen Vorschriften DIN 4701-10; DIN V 18599-1 wird den verschiedenen Formen von Biomasse ein bestimmter Primärenergiefaktor (f_p) zugewiesen, der beim Einsatz von gasförmiger Biomasse 0,5 beträgt, soweit die Biomasse in unmittelbaren Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt wurde. Anderenfalls beträgt der Primärenergiefaktor f_p wie bei Erdgas ungünstigere 1,1[678]. Durch Ziffer 2.1.1 Satz 5 der Anlage 1 zur EnEV 2014 wird die Möglichkeit der Inanspruchnahme des günstigeren Primärenergiefaktors nur geringfügig erweitert, indem dieser entsprechend auf Gebäude anzuwenden ist, die im räumlichen Zusammenhang zueinander stehen und unmittelbar gemeinsam mit gasförmiger Biomasse versorgt werden. Der Einsatz von gasförmiger Biomasse wird daher nur dann mit einem erneuerbaren „Bonus" privilegiert, wenn das Biogas direkt vor Ort, wo es erzeugt wurde, zur Wärmeversorgung von Gebäuden genutzt wird. Andersherum bedeutet dies, dass der Transport aufbereiteten Biogases durch das Erdgasnetz und Verstromung unter Wärmenutzung an einem anderen Ort nicht gefördert wird.

Zum anderen enthält die Energieeinsparverordnung 2014 mittelbar auch im Hinblick auf den Einsatz von Biomasse ein informatorisches Instrument in den §§ 16 ff. EnEV 2014, nämlich die Möglichkeit der Ausstellung eines Energieausweises, aus dem der Endenergie- und Primärenergiebedarf des Gebäudes in Kilowattstunden pro Quadratmetern und Jahr sowie weitere energetische Daten ersichtlich sind[679]. Diese Informationen müssen der Eigentümer, Vermieter, Verpächter und Leasinggeber zum Nachweis der Energieeffizienz des Gebäudes nachweisen können[680]. Die potentieller Käufer, Mieter, Pächter und Leasingnehmer als Marktakteure sollen dadurch die Möglichkeit haben, einen schnellen Überblick über die Verbrauchsdaten des Gebäudes zu bekommen. Dies soll wiederum die Anbieter anreizen, möglichst verbrauchsarme Gebäude zu errichten oder diese energetisch zu sanieren[681]. In der Energieeinsparverordung 2014 wurde gegenüber der Vorgängerfassung das Instrument des Energieausweises aufgewertet. Es wurden Effizienzklassen für Gebäude in Energieausweisen

---

[678] Vgl. *AGFW*, AGFW-Arbeitsblatt FW 309 Teil 1, Mai 2010, abrufbar unter http://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/linkes_menue/erzeugung/Alternative_Erzeugung/EnEV_u_fernwaerme/FW_309_1_Arbeitsblatt_und_Geschaeftsordnung_Mai2010.pdf&t=1368539775&hash=08f6382afe18b7e0a82cdb6a54b0a0c47b921401 (12.05.2013).

[679] Die Möglichkeit zur Einführung von Energieausweisen sieht auch Art. 11 der Richtlinie 2010/31/EU v. 19.05.2010 über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden vor.

[680] *H-J. Koch*, Klimaschutzrecht, NVwZ 2011, S. 641 (645).

[681] Dieses Instrument ist hinsichtlich des Einsatzes erneuerbarer Energien jedoch noch schwach ausgeprägt, so kann lediglich in der Zeile „Erneuerbare Energien" bei Energieausweisen für Wohngebäude ausgefüllt werden, vgl. *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 17.

und Immobilienanzeigen eingeführt, um die Transparenz auf dem Immobilienmarkt weiter zu verbessern[682]. Hierfür profitiert auch der Einsatz gasförmiger Biomasse, sofern diese vor Ort erzeugt wurde und damit aufgrund eines niedrigen Primärenergiefaktors den Primärenergiebedarf des Gebäudes senkt.

Bewertet man das Instrument der Energieeinsparverordnung ist zu konstatieren, dass die größte Schwäche, wie auch bei der Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes, die mangelnde Vollzugspraxis in den Ländern darstellt. Durch den Verzicht auf Genehmigungserfordernisse und staatliche Bauabnahmen, fehlt es an einer regelmäßigen Kontrolle und Überwachung der Vorgaben der Energieeinsparverordnung[683].

Darüber hinaus bestehen Hemmnisse im „Instrumentenmix" des Wärmemarktes, wenn man die Energieeinsparverordnung 2014 in Relation zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz betrachtet. Beide Instrumente haben, wie oben dargelegt, im Wesentlichen den gleichen Anwendungsbereich und Adressatenkreis und weisen zum Teil negative Wechselwirkungen auf, was die Wirkung gegenseitig behindert oder sogar aufhebt[684]. Dies liegt zunächst in den unterschiedlichen Zielrichtungen begründet. Während das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz primär die Nutzung erneuerbarer Energien für die Wärmebereitstellung erreichen will, zielt die Energieeinsparverordnung 2014 vorrangig auf eine Erhöhung der Wärmedämmung der Gebäude, um einen geringeren Jahres-Primärenergiebedarf zu erzielen. Da die Nutzung erneuerbarer Energien sich in der Regel mindernd auf das Maß der Gebäudedämmung auswirkt, führt ein verstärkter Einsatz von erneuerbaren Energien zu geringeren Anforderung an die Wärmedämmung[685]. Ferner wird der fachliche Gleichlauf der beiden Regelwerke dadurch erschwert, dass die Begriffsbestimmungen der erneuerbaren Energien in § 2 Abs. 1 EEWärmeG und § 2 Nr. 6 EnEV nicht gänzlich aufeinander abgestimmt sind[686], was auch für die Biomasse von Relevanz ist.

(3) Immissionsschutzrecht

Immissionsschutzrechtliche Verpflichtungen beim Einsatz von gasförmiger Biomasse zur Wärmeversorgung von Gebäuden können sich aus der 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung ergeben.

---

[682] *BMWi*, Zweiter Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft", S. 76, 03/2014, abrufbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/zweiter-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (01.09.2014).

[683] Zur Vorgängerfassung: *C. Ziehm*, Vollzugsdefizite im Bereich des Klimaschutzrechts, ZUR 2010, S. 411 (415).

[684] *T. Müller*, Der Rechtsrahmen zur Förderung und Nutzung Erneuerbarer Energien, in: W. Köck/K. Faßbender (Hrsg.), Klimaschutz durch Erneuerbare Energien, 1. Aufl., S. 15 (36).

[685] *T. Müller*, Der Rechtsrahmen zur Förderung und Nutzung Erneuerbarer Energien, in: W. Köck/K. Faßbender (Hrsg.), Klimaschutz durch Erneuerbare Energien, 1. Aufl., S. 15 (36).

[686] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 58; *ders*., in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 EEWärmeG Rn. 6.

Die 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung ist für Biogas einschlägig, da es zu den Brennstoffen gem. § 3 Abs. 1 Nr. 11 1. BImSchV zählt, die in Feuerungsanlagen iSd. § 1 1. BImSchV eingesetzt werden dürfen. Dort wird ausdrücklich „Biogas aus der Landwirtschaft“ genannt. Da es sich bei Biogas um einen gasförmigen Brennstoff handelt, sind grundsätzlich die Anforderungen des 3. Abschnitts für Öl- und Gasfeuerungsanlagen (§§ 6-11 1. BImSchV) einzuhalten. Bei näherer Betrachtung der Anforderungen wird jedoch deutlich, dass sich diese im Wesentlichen auf Gas der öffentlichen Gasversorgung beschränken und daher beim Einsatz von Biogas nicht zu beachten sind (§§ 6 Abs. 1, 9 Abs. 1 und 11 Abs. 2 1. BImSchV). Lediglich die Regelungen, die nicht die Art des Gases näher spezifizieren, dürften auch beim Einsatz von gasförmiger Biomasse – allerdings dann ohne Abweichungen zu fossilem Gas – zu beachten sein. Dies sind die Anforderungen an den Nutzungsgrad von Gasfeuerungsanlagen von mindestens 94 Prozent gem. § 6 Abs. 2 1. BImSchV und die maximal zulässigen Abgasverluste nach § 9 Abs. 2 iVm. § 10 Abs. 1 und 2 1. BImSchV.

Lediglich bei den Regelungen zur Überwachung neuer und wesentlich geänderter Feuerungsanlagen sieht die Verordnung eine Erleichterung für Feuerungsanlagen, die Biogas einsetzen, nach § 14 Abs. 3 Nr. 3 BImSchV vor. Betreiber dieser Anlagen, die ab dem 22. März 2010 errichtet oder wesentlich geändert wurden, haben die Einhaltung der jeweiligen Anforderungen in §§ 3 Abs. 3, 4 Abs. 1, §§ 3 bis 7, 5, 6 Abs. 1 bis 3 oder in den §§ 7 bis 10 nicht innerhalb von vier Wochen nach der Inbetriebnahme von einem Schornsteinfeger feststellen zu lassen.

b. Finanzielle Anreize: Marktanreizprogramm und Steuervergünstigungen

Die indirekte Verhaltenssteuerung beim Energieträger Biogas operiert auf der Wertschöpfungsstufe der Nutzung der daraus erzeugten Wärme, ferner über finanzielle Anreize in Form von verschiedenen Förderprogrammen (1) und der daraus erzeugten Wärme und erzeugtem Strom über Steuererleichterungen bzw. -vergünstigungen (2).

(1) Marktanreizprogramm und Förderprogramme

Bis zum Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz war der Rechtsrahmen zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien wie der Biomasse zur Wärmeversorgung schwach ausgeprägt[687] bzw. war ein solcher nicht vorhanden, denn die Förderung erfolgte allein über außergesetzliche Instrumente der indirekten Verhaltenssteuerung, nämlich durch die Setzung finanzieller Anreize. Erste Fördermittelprogramme wurden hierfür in einzelnen Bundesländern ab Ende der 1980 Jahre eingeführt[688]. Ab dem Jahr 1994 begann auch der

[687] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 41.
[688] *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl, S. 35.

Bund Maßnahmen zum Einsatz erneuerbarer Energien zu fördern. Hauptinstrument[689] hierfür ist seitdem das seit 2009 in den §§ 13-15 EEWärmeG auch fachgesetzlich verankerte Marktanreizprogramm, das in Folge des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes grundlegend überarbeitet wurde[690]. Das Marktanreizprogramm fördert in zwei Hauptfacetten den Einsatz von erneuerbaren Energien wie der Biomasse zur Wärmeversorgung von Gebäuden: die Anlagentechnik und die Infrastruktur. Im Gegensatz zum Stromsektor wird bislang aus den einleitend genannten Gründen nicht die Erzeugung und Einspeisung der Wärme gefördert, sondern die einzelnen Förderprogramme, die vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und der Kreditanstalt für Wiederaufbau ausgeführt werden, setzen beim Erzeuger bzw. Verbraucher an, der Investitionszuschüsse und/oder zinsgünstige Darlehen sowie Tilgungszuschüsse erhält, wenn er Anlagentechnik zur Nutzung erneuerbarer Energien einsetzt bzw. hinsichtlich der notwendigen Infrastruktur für die Verteilung der Energie Wärmenetze errichtet. Die Marktsegmente dieser Subventionen in Bezug auf Biomasseanlagen unterscheiden sich in den Förderprogrammen, sodass die Instrumente bei unterschiedlichen Marktakteuren ansetzen. Die Investitionszuschüsse für automatisch beschickte Anlagen zur Verbrennung von fester Biomasse für die thermische Nutzung kleinerer Leistungsklassen (bis einschließlich 100 Kilowatt Nennleistung) erfolgen über das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle; die verbilligten Darlehen und Tilgungszuschüsse der Kreditanstalt für Wiederaufbau werden für größere Anlagen mit mehr als 100 Kilowatt Nennleistung gewährt, vgl. Ziff. 3 der Richtlinien. Die Antragsberechtigten gem. Ziff. 4.1 der Richtlinien sind im Übrigen jedoch identisch.

Allgemein bekannter Nachteil des Marktanreizprogramms ist vor allem der in Ziff. 1.3 der Richtlinien formulierte Vorbehalt, dass die Gewährung der Zuwendungen unter dem Vorbehalt der Verfügbarkeit der veranschlagten Haushaltsmittel steht. In der Vergangenheit führte dies zum einen zu Schwankungen des jährlichen Fördervolumens[691] und zum Teil zu verspäteter Zurverfügungstellung der Haushaltsmittel. Zum anderen wurde das Marktanreizprogramm vom 03. Mai 2010 bis 11. Juli 2010 sogar temporär vollständig wegen einer qualifizierten Haushaltssperre gestoppt. Gleiches geschah beim vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle verwalteten sog. Impulsprogramm Mini-Kraft-Wärme-Kopplung, das vom 03. Mai 2010 bis 31. März 2012 ausgesetzt wurde. Diese Unregelmäßigkeiten führen naturgemäß zu Investitionsunsicherheiten und mithin zu Investitionshemmnissen. Aus diesem Grund ist das Wachstum der aus erneuerbaren Energien bereitgestellten Wärme im Gebäu-

[689] Daneben förderte im Zeitraum von 1994 bis 1998 das BMWi durch das sog. 100-Mio.-DM-Programm die Nutzung von Erneuerbaren Energien durch Investitionszuschüsse für private Haushalte und Unternehmen.
[690] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 155.
[691] Zu den in den Jahren 1994 bis 2008 bereitgestellten Haushaltsmitteln siehe *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 36.

desektor auch ungleichmäßig und insgesamt mäßig[692] und es bestanden vor Einführung des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes Zweifel an der Geeignetheit des Instruments, den Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor (zumindest als alleiniges Instrument) wie gewünscht voranzubringen[693]. Dabei wäre die langfristige Verstetigung und Konstanz der Fördermaßnahmen ein Hauptgarant für mehr Investitionssicherheit[694]. Ein Vorschlag zur Steigerung der Wirkung des Instrumentes ist daher auch, haushaltsunabhängige Mittel zur Verfügung zu stellen, wie dies beim Sondervermögen Energie- und Klimafonds (EKFG[695]) für Maßnahmen der Energieeffizienz, erneuerbarer Energien, Energiespeicher- und Netztechnologien, energetischer Gebäudesanierung, nationalen Klimaschutzes, internationalen Klima- und Umweltschutzes sowie der Entwicklung der Elektromobilität gem. § 2 Abs. 1 EKFG auch vorgesehen ist[696]. Formaljuristisch wird das Marktanreizprogramm dahingehend kritisiert, dass es eine Abkehr vom ansonsten im Umweltrecht herrschenden Verursacherprinzip abweicht, weil die Mehrkosten für die Förderung nicht von den Verantwortlichen, sondern vom Steuerzahler gezahlt werden[697].

Die finanzielle Förderung der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien wie der Biomasse durch das Marktanreizprogramm und den Regelungen in §§ 13-15 EEWärmeG ist nicht abschließend[698]. Es existiert eine Vielzahl von weiteren Förderprogrammen[699] zum Einsatz von Biomasse zur Wärmeversorgung auf Bundes-, Landes[700]- und Kommunalebene[701].

---

[692] Ausführlich dazu *BMU*, Evaluierung von Einzelmaßnahmen, zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011, abrufbar unter http://www.bmu.de/service/publikationen/downloads/details/browse/1/artikel/evaluierung-von-einzelmassnahmen-zur-nutzung-erneuerbarer-energien-marktanreizprogramm/?tx_ttnews%5BbackPid%5D=937&cHash=5db078f3d743940af3e66760b3bf4c25 (14.05.2013).

[693] *G. Wustlich*, „Erneuerbare Energie" im Klimaschutzrecht, ZUR 2008, S. 113 (114).

[694] Vgl. *BMU*, Evaluierung von Einzelmaßnahmen, zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt (Marktanreizprogramm) für den Zeitraum 2009 bis 2011, S. 130.

[695] Gesetz zur Errichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds" v. 08.12.2010 (BGBl. I S. 1807), das durch Artikel 1 des Gesetzes v. 29.07.2011 (BGBl. I S. 1702) geändert worden ist.

[696] Aufgrund der noch rechtshängigen Klagen gegen die Brennelementesteuer und den wesentlich günstiger als prognostizierten CO_2-Zertifikaten kann dies aber voraussichtlich nicht umgesetzt werden.

[697] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 42.

[698] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 157.

[699] Siehe Übersicht, in: *DBFZ*, Schlussbericht: Regionalisierung der Förderung von Strom aus Biomasse, 2013, S. 23 ff., nicht veröffentlicht.

[700] Bspw. in NRW mit der Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen" (progres.nrw) – Programmbereich Markteinführung, RdErl. des Ministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein Westfalens –VII – 4 – 43.00– v. 20.02.2013, abrufbar unter http://www.bezreg-arnsberg.nrw.de/themen/f/foerderprogramm_progres_nrw/do_markteinfuehrung/richtlinie_2013.pdf (15.05.2013). Ein Überblick zu den Förderprogrammen in allen Bundesländern findet sich unter http://www.das-energieportal.de/finanzierung/laender/foerderungen-in-den-einzelnen-bundeslaendern/ (15.05.2013).

[701] Bspw. der Stadt Frankfurt am Main mit dem Programm zur energetischen Modernisierung des Wohnungsbestandes, Verbesserung des Wohnumfeldes und Stadtbildpflege,

Zudem bestehen Angebote von Energieversorgungsunternehmen (EVU)[702]. Der Vorteil dieser Vielzahl an Förderprogrammen auf allen Ebenen liegt sicherlich in der Breitenwirkung, die den Anreiz, Maßnahmen zum Einsatz von Biomasse für die Wärme-/und Kältebereitstellung zu ergreifen, für sehr viele Adressaten bringt. Andererseits sind die Förderprogramme auf den unterschiedlichen Ebenen nicht aufeinander abgestimmt, sodass es hier zu ungewollten Wechselwirkungen kommen kann und das Angebot schwer überschaubar ist. Näheres dazu unter D.IV.2.

(2) Steuererleichterungen für den aus Biomasse erzeugten Strom

In der Steuergesetzgebung gibt es eine Regelung, die den Einsatz von aus Biomasse erzeugtem Strom steuerlich privilegiert.

Die Stromsteuer entsteht als Verbrauchssteuer grundsätzlich mit Entnahme von elektrischem Strom aus dem allgemeinen Versorgungsnetz durch einen Versorger, Eigenerzeuger oder Letztverbraucher[703]. Sie beträgt nach § 3 StromStG 20,50 Euro pro Megawattstunde.

Nach § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG kann Strom aus erneuerbaren Energieträgern von der Stromsteuer in voller Höhe befreit sein. § 9 StromStG setzt die ökologische Zielsetzung des Stromsteuergesetzes um, wonach Strom, der aus regenerativen Energiequellen gewonnen wurde, grundsätzlich steuerbefreit sein soll[704]. Die vollständige Steuerbefreiung gilt für sämtliche Biomasse im Sinne des § 2 Nr. 7 StromStG[705] unter den beiden Voraussetzungen, dass gem. § 1b der Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (StromStV) zur Stromerzeugung ausschließlich Biomasse verwendet und gem. § 9 Abs. 1 Nr. 1 2. HS der Strom aus einem ausschließlich mit Strom aus erneuerbaren Energieträgern gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wurde. Die erste Voraussetzung setzt für Biomasse das Ausschließlichkeitsprinzip – mit Ausnahme des Betreibens einer Zünd- und Stützfeuerung – fort[706]. Die zweite Voraussetzung ist zwar bei der Erzeugung von Strom aus Biomasse (neben Deponiegas und Klärgas) weiter gefasst, weil eine gemischte Nutzung des Eigennetzes und der Leitungen zulässig ist, soweit zeitlich und mengenmäßig getrennt in einer Anlage Strom aus erneuerbaren und konventionellen Energieträgern erzeugt wird[707].

---

abrufbar unter http://www.stadtplanungsamt-frankfurt.de/show.php?ID=9700&psid=d (15.05.2013).

[702] Bspw. der enercity-Fonds proKlima, Informationen dazu sind abrufbar unter http://www.proklima-hanno-ver.de/downloads/Themen/Erneuerbare/Antragsformulare/01_Info_Foerderprogramm_Erneuerbare.pdf (15.05.2013).

[703] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 214.

[704] Vgl. *S. Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, 3., Aufl., Kap. 17 Rn. 4.

[705] Zum Begriff der Biomasse in diesen Zusammenhang siehe ausführlich oben unter C.I.2.g.

[706] *K. Möhlenkamp*, in: dies./K. Milewski (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 9 StromStG, Rn. 2.

[707] *K. Möhlenkamp*, in: dies./K. Milewski (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 9 StromStG, Rn. 5; *S. Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, 3. Aufl., Kap. 17 Rn. 7, beide unter Bezug auf BMF-Erlass III A 1 – V 4250 – 27/01 v. 30.11.2001

Bei dezentral einspeisenden Biogasanlagen dürfte die steuerliche Privilegierung aber selten Anwendung finden, da in der Regel der Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird[708]. Es verbleibt daher lediglich die Strommenge, die vor Ort vom Betreiber genutzt wird, ohne ein öffentliches Netz für die Durchleitung in Anspruch zu nehmen[709]. Für diesen Fall führt jedoch eine „Vermischung" des Stroms aus erneuerbaren Energien mit herkömmlich erzeugtem Strom nicht zu einem Ausschluss der Steuerbefreiung[710].

(3) Steuervergünstigungen für die aus Biomasse erzeugte Wärme

Wie beim Einsatz von Biogas zur ausschließlichen Stromerzeugung (siehe oben unter D.III.2.) erfolgt schließlich auch bei der energetischen Verwertung von Biomasse zur ausschließlichen Wärmebereitstellung mittels steuerlicher Privilegien eine Anreizwirkung über indirekte Verhaltenssteuerung. Nach § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG sind gasförmige Energieerzeugnisse, nämlich gasförmige Bioheizstoffe, von der Energiesteuer vollständig befreit, wenn sie gem. § 2 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG zur (reinen) Wärmeerzeugung im Sinne von § 1a Nr. 12 EnergieStG verheizt[711] werden. Biogas kann folglich in Wärmeerzeugungsanlagen steuerbefreit eingesetzt werden. Aufgrund des § 28 Satz 2 EnergieStG gilt die Vergünstigung nicht für die Verwendung von Biomethan[712].

c. Planungsrechtliche Instrumente

In Ergänzung zu den obigen Ausführungen bei der Energieerzeugung ist zu erwähnen, dass der Grundsatz des § 2 Abs. 2 Nr. 6 Satz 8 ROG auch bei der Nutzung der Energie anwendbar ist, da die sparsame "Energienutzung" genannt ist und die Gesetzesbegründung[713] ausdrücklich die Energieerzeugung "unter Einschluß der Nutzung erneuerbarer Energien"adressiert.

§ 248 Satz 1 BauGB statuiert, dass bei Maßnahmen an bestehenden Gebäuden zum Zwecke der Energieeinsparung und effizienten Energienutzung geringfügige Abweichungen von den Festsetzungen des Bebauungsplans und von Satzungen nach § 34 Abs. 4 BauGB zulässig sind. Mit der Ausnahmevorschrift sollen Dämmmaßnahmen und der Einsatz von erneuerbaren Energien mit dem Ziel der Energiereduktion und, um die Verpflichtungen der Energieeinsparverordnung und des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes erfüllen zu können, erleich-

[708] So auch *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 227.
[709] Allgemein hinsichtlich erneuerbarer Energien vgl. *S. Soyk*, Energie- und Stromsteuerrecht, 3. Aufl., Kap. 17 Rn. 7.
[710] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 227 mit Bezug auf BMF-Schreiben v. 30.11.2001 – III A 1 – V 4250-27/01.
[711] „Verheizen: das Verbrennen von Energieerzeugnissen zur Erzeugung von Wärme", § 1a Nr. 12 EnergieStG.
[712] Vgl. oben unter D.III.2.c.
[713] BR-Drs. 563/08, S. 54 und BT-Drs. 16/10292, S. 22.

tert werden[714]. Da sich diese Verpflichtungen jedoch auf Neubauten beschränken, ist der Anwendungsbereich der Norm, die ausdrücklich bestehende Gebäude adressiert[715], nicht klar erkennbar. Vom Begriff der Energieeinsparung und effizienten Energienutzung dürften jedoch Anlagen erfasst sein, mit denen Gebäude mit aus Biomasse erzeugter Energie versorgt werden, sei es mittels Wärmenetze oder dezentral vor Ort erzeugt[716].

Für die energetische Biomassenutzung relevante Festsetzungsmöglichkeiten in Bebauungsplänen ergeben sich aus den §§ 9 Abs. 1 Nr. 23 BauGB. § 9 BauGB kommt der Rechtscharakter einer Ermächtigungsnorm zu und gibt den Gemeinden die Möglichkeit, rechtlich verbindlich zu planen[717]. Im Gegensatz zum Darstellungskatalog des Flächennutzungsplans in § 5 Abs. 2 BauGB ist die Aufzählung der möglichen Festsetzungen abschließend[718], es können daher keine neuen Festsetzungsarten entwickelt werden. In der Praxis sind die Festsetzungsmöglichkeiten im Bebauungsplan das wirkungsvollste planerische Instrument und damit von besonderer Bedeutung für klimaschützende Maßnahmen wie den Einsatz von Biomasse zur Wärme- und Kälteversorgung[719].

Unter dem Gesichtspunkt des vorsorgenden Immissionsschutzes kann zum einen nach § 9 Abs. 1 Nr. 23 lit. a BauGB die Verwendung bestimmter Heiz- bzw. Brennstoffe ausgeschlossen oder eingeschränkt werden[720]. Dieses Instrument könnte bspw. für den Einsatz von Biomasse als Brennstoff zur Wärmeversorgung in Gebäuden bestimmter Gemeindegebiete oder zur Festlegung der Fernwärmeversorgung[721] zum Einsatz kommen und auch auf Erzeugungsanlagen erstreckt werden[722]. Zum anderen kann die Gemeinde nach § 9 Abs. 1 Nr. 23 lit. b BauGB, der eine Schnittstelle zwischen Planungs- und Ordnungsrecht bildet[723], im Bebauungsplan festsetzen, dass bei der Errichtung von Gebäuden und bestimmten sonstigen baulichen Anlagen bestimmte bauliche und sonstige technische Maßnahmen für die Erzeugung,

[714] *G. Schmidt-Eichstaedt*, in: H. Brügelmann, BauGB, 91. EGL, Juli 2014, § 248 Rn. 3; *H. Kröninger*, in: H. Ferner/ders./M. Aschke (Hrsg.), BauGB, 3. Aufl., § 28 Rn. 1.
[715] Und damit die Anwendung bei der Errichtung von Gebäuden ausdrücklich ausschließt, Vgl. *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 248 Rn. 10.
[716] Vgl. *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 248 Rn. 6.
[717] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 6.
[718] *W. Söfker, in:* W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 12.
[719] Vgl. *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (155).
[720] *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (157).
[721] *W. Kahl*, Klimaschutz durch Kommunen, ZUR 2010, S. 395 (396).
[722] So m.w.N. *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (157).
[723] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 167.

Nutzung oder Speicherung von Strom, Wärme oder Kälte aus erneuerbaren Energien (und aus Kraft-Wärme-Kopplung) getroffen werden müssen[724].

Schließlich verbleibt den Gemeinden das primär ordnungsrechtliche Instrument[725] mit planungsrechtlichen Bestandteilen des Anschluss- und Benutzungszwangs nach § 16 Abs. 2 EEWärmeG, dass über die Ermächtigung in den jeweiligen Gemeindeordnungen die Möglichkeit eröffnet, die Verwendung bspw. bestimmter Heizungstechnologien in einem Gemeindegebiet per Satzung vorzuschreiben.

Aufgrund der in § 3 Abs. 1 EEWärmeG geregelten (ordnungsrechtlichen) Nutzungspflicht bezüglich erneuerbarer Energien zur Wärme-/ und Kälteversorgung von Neubauten ist der sachliche Anwendungsbereich dieses planerischen Instrumentes nach wohl herrschender Meinung in der Literatur[726] auf Festsetzungen zum Einsatz bestimmter technischer Maßnahmen bei Neubauten eingeschränkt. Adressaten der Verpflichtung sind die Gebäudeeigentümer bzw. Bauherren. Trotz der Einschränkungen des Anwendungsbereichs eröffnet dieses Instrument den Gemeinden eine weitere Handlungsmöglichkeit[727], auch in Bezug auf die energetische Biomassenutzung, und hat eine wichtige Ergänzungsfunktion auf kommunaler Ebene[728].

Voraussetzung für die Festlegung eines Anschluss- und Benutzungszwangs ist, dass er aus Gründen des „Gemeinwohls“ oder der „Volksgesundheit“ bzw. der Luftreinhaltung erforderlich ist. Mithin muss ein öffentliches Bedürfnis bestehen[729]. Der Anschluss- und Benutzungszwang der Gemeinden kann auch aus Gründen des allgemeinen Klimaschutzes erlassen werden. Sämtliche Bundesländer haben in ihren jeweiligen Gemeindeordnungen die Ermächtigung zum Erlass eines Anschluss- und Benutzungszwangs normiert[730].

In Bezug auf die energetische Biomassenutzung als Form des Einsatzes erneuerbarer Energien (und ggf. Kraft-Wärme-Kopplung) ist die Gemeindeordnung des Landes Baden-Württemberg (GemO BW[731]) besonders fortschrittlich, die in § 11 Abs. 1 Satz 1 GemO BW auch den Klima- und Ressourcenschutzsaspekt des § 16 EEWärmeG bereits aufgenommen hat:

---

[724] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 197a.

[725] *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 16 EEWärmeG Rn. 6.

[726] Bspw. *F. Ekardt*, Die Förderung von Biomasse-Wärme, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 139 (160). Zum Meinungsstand m.w.N. vgl. *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (159).

[727] *A. Ingold/T. Schwarz*, Klimaschutzinstrumente, NuR 2010, S. 153 (159).

[728] Vgl. *W. Kahl*, Klimaschutz durch Kommunen, ZUR 2010, S. 395 (396).

[729] Vgl. AGFW, Anschluss- und Benutzungszwang, abrufbar unter https://www.agfw.de/recht/anschluss-und-benutzungszwang (23.09.2014).

[730] Bspw. § 9 GO NRW, § 17 II GO Schleswig-Holstein, § 14 SächsGemO.

[731] Gemeindeordnung in der Fassung v. 24.07.2000 (GBl. S. 582, ber. 698) zuletzt geändert durch Gesetz v. 16.04.2013 (GBl. S. 55) m.W.v. 20.04.2013.

> *„Die Gemeinde kann bei öffentlichem Bedürfnis durch Satzung für die Grundstücke ihres Gebiets den Anschluss an Wasserleitung, Abwasserbeseitigung, Straßenreinigung, die Versorgung mit Nah- und Fernwärme und ähnliche der Volksgesundheit oder dem Schutz der natürlichen Grundlagen des Lebens einschließlich des Klima- und Ressourcenschutzes dienende Einrichtungen (Anschlusszwang) (…) vorschreiben."*

Eine solche Satzung kann folglich verbindlich festlegen, dass aus einem öffentlichen Bedürfnis heraus, ein Anschluss- und Benutzungszwang besteht. Das erforderliche öffentliche Bedürfnis kann insbesondere durch § 16 EEWärmeG, nämlich unter Bezug auf den (globalen) Klima- und Ressourcenschutz, begründet werden, wenn ein Anschluss- und Benutzungszwangs an die zentrale Wärmeversorgung vorgeschrieben werden soll[732]. Ob die Begründungsmöglichkeit dabei auf Wärmenetze beschränkt ist, die (ausschließlich) aus erneuerbaren Energien gespeist werden, ist nicht geklärt[733]. Da auch der Einsatz von fossilen Brennstoffen in Kraft-Wärme-Kopplung klima- und ressourcenschonend ist, dürfte diese Einschränkung nicht haltbar sein. Eine Anschluss- und Benutzungspflicht ist im Übrigen mit dem Instrument des städtebaulichen Vertrags dergestalt kombinierbar, dass diese als konkretisierte Vertragspflicht mit aufgenommen werden kann[734].

5. Zwischenfazit gasförmige Biomasse

Die Untersuchung des Rechtsrahmens für die gasförmige Biomasse hat aufgezeigt, dass es vielfältige Anreize und Förderungen gibt, gasförmige Biomasse zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme einzusetzen und zwar auf den gesamten Wertschöpfungsketten der Energieerzeugung, -transport und -nutzung der erzeugten Energie. Besonders hervorzuheben ist die wechselhafte Regelungsdichte in der Historie des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die auch durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, wenn dies auch die Vergütungssystemtik vereinfacht, für Bestandsanlagen viele Fragen offen lässt. Ebenso ist die Vielzahl der Regelungsansätze im Planungsrecht zu nennen, deren praktisches Potential jedoch konkret für die energetische Nutzung von Biogas wenig Handgreifliches – mit Ausnahme von § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB – bietet.

Für den Einsatz von erneuerbarer Energie im Wärmemarkt wurde – und die Biomasse machte daran zuletzt den weit überwiegenden Anteil von 86,4 Prozent aus[735] – bereits in einer im

[732] Mit § 16 EEWärmeG sollten gerade die Rechtsunsicherheiten beseitigt werden, ob ein örtlicher Bezug erforderlich ist. Es genügt auch ein globaler Klima- und Ressourcenschutz, vgl. *A. Milkau*, in: T. Müller/V. Oschmann/G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 16 Rn. 5. Die Anwendungsmöglichkeiten des Anschluss- und Benutzungszwangs wurden durch § 16 EEWärmeG folglich erweitert.

[733] Vgl. zu den Argumenten: *A. Milkau*, in: T. Müller/V. Oschmann/G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 16 Rn. 52 ff.

[734] *J. Kirchmeier*, in: H. Ferner/H. Kröninger/M. Aschke (Hrsg.), BauGB, 3. Aufl., § 12 Rn. 5a.

[735] Siehe. Fn. 649.

Jahr 1999 für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit erstellten Studie[736] konstatiert, dass es aufgrund der dargelegten schwierigen Ausgangssituation kein einziges sehr wirksames Instrument geben wird, sondern es eines sehr differenzierten Instrumentenbündels bedarf, dass aber in sich schlüssig und aufeinander abgestimmt sein muss. An dieser Einschätzung hat sich bis heute nichts Wesentliches geändert. Zwar ist inzwischen ein „Instrumentenmix" zur Förderung der Wärme-/Kälteversorgung auch aus Biomasse als regenerativer Energiequelle gewachsen. Dennoch haben die obigen Ausführungen gezeigt, dass zum einen die einzelnen Instrumente noch nicht endgültig ausgereift sind, wie bspw. das Marktanreizprogramm, das zwar seit Jahren maßgeblich für Investitionsentscheidungen u.a. in Anlagen zur Erzeugung von Wärme aus erneuerbaren Energien ist, aufgrund der jährlichen Abhängigkeit von Haushaltsmitteln jedoch erhebliche strukturelle Probleme aufweist[737]. Zum anderen sind die Instrumente in sich nicht gänzlich konsistent, denn hinzu kommen unerwünschte Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Instrumenten, wie bspw. zwischen der Energieeinsparverordnung und dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, wie sie oben beschrieben wurden. Dem nicht genug, bestehen ferner sektorenübergreifende Wechselwirkungen zu den Instrumenten des Strom- und Kraftstoffsektors, auf die unten unter D.V. vertieft eingegangen wird.

IV. Feste Biomasse

Die Nutung fester Biomasse bildet den historischen Ursprung der energetischen Biomassenutzung. Dabei ist die hergebrachte Nutzung vor allem auf die Bereitstellung von Wärme ausgerichtet. Darüberhinaus wird in jüngerer Vergangenheit auch die Stromerzeugung bzw. die gekoppelte Stromerzeugung durch normative Maßnahmen angereizt. Im Folgenden werden sowohl die den hergebrachen Einsatz betreffenden Regelungen betrachtet und dabei die Besonderheiten und Abweichungen zur natinalen Förderung des Biogaseinsatzes dargestellt.

1. Einsatzstoffe

Nachhaltigkeitsvorgaben wie sie durch die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung und die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung für andere biogene Energieträger, nämlich vorwiegend flüssige, aber auch gasförmige Biomasse, bestehen (dazu ausführlich unter D.VI.2), existieren für feste biogene Energieträger nicht. Bei der Erzeugung von Strom und/oder Wärme aus fester Biomasse oder der anschließenden Endenergienutzung müssen Anlagen-

[736] *BMU*, Studie: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien, 31.10.1999, S. 21, abrufbar unter http://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/klimaschutz-ee.pdf (14.05.2013).

[737] Vgl. *A. Milkau*, Ansätze zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 1. Aufl., S. 177 f., der ferner zu Recht resümiert, dass fiskalische Förderansätze allein nicht geeignet sind, die Ziele im Wärmemarkt zu erreichen.

betreiber und Gebäudeeigentümer usw. daher keine besonderen Anforderungen an die Nachhaltigkeit der ursprünglichen Biomasse beachten.

2. Energieerzeugung

a. Finanzielle Anreize für Erzeugungsanlagen

Eine Förderung des Einsatzes fester Biomasse zur Energiebereitstellung im Wärmemarkt erfolgt über die Förderprogramme Erneuerbare Energien „Premium“ 271 und 281 der Kreditanstalt für Wiederaufbau[738]. Während das Programm 271 große und mittlere Unternehmen sowie kommunale Investoren adressiert, richtet sich das Programm 281 an kleine Unternehmen. In beiden Programmen werden zinsverbilligte Darlehen vergeben und es besteht die Möglichkeit eines Tilgungszuschusses nach Einreichung eines entsprechenden Verwendungsnachweises. Die Tilgungszuschüsse werden vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie finanziert[739].

Konkret werden Biomasseanlagen zur Verbrennung fester Biomasse für die thermische Nutzung und streng wärmegeführte Kraft-Wärme-Kopplungs-Biomasseanlagen, welche feste Biomasse verfeuern, gefördert. Fördervoraussetzung ist eine installierte Nennwärmeleistung von mehr als 100 Kilowatt. Bei streng wärmegeführten Kraft-Wärme-Kopplungs-Biomasseanlagen erfolgt eine Förderung nur bis bei Anlagen bis maximal 2 Megawatt Leistung. Bis zu einer Förderhöchstgrenze von 50.000 Euro je Einzelanlage erfolgt ein Tilgungszuschuss iHv. 20 Euro je Kilowatt installierter Nennwärmeleistung[740], welche über Boni für niedrige Staubemissionen und die Errichtung eines Pufferspeichers auf 100.000 Euro je Anlage erhöht werden kann. Sofern die staubförmigen Emissionen maximal 15 Milligramm pro Kubikmeter betragen, wird der Bonus für niedrige Staubemissionen iHv. 20 Euro je Kilowatt Nennwärmeleistung gewährt. Für die Gewährung des Bonus für die Errichtung eines Pufferspeichers iHv. 10 Euro je Kilowatt Nennwärmeleistung ist die Installation eines Pufferspeichers mit einem Mindestvolumen von 30 Litern je Kilowatt Nennwärmeleistung erforderlich. Bei förderfähigen Kraft-Wärme-Kopplungs-Biomasseanlagen beträgt die Förderung grundsätzlich 40 Euro je Kilowatt installierter Nennwärmeleistung.

Weiterhin ermöglicht das Förderprogramm „Energie vom Land“ der Rentenbank die Förderung von Investitionen zur energetischen Verwertung nachwachsender Rohstoffe und anderer organischer Verbindungen durch feste Biomasse, etwa in Form von Biomasseheizkraft-

[738] *KfW*, Merkblatt abrufbar unter https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf (26.09.2013).
[739] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 1.
[740] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium“, S. 8.

werken[741]. Die Fördervorraussetzungen (Nr. 255) und die Nichtkombinierbarkeit mit anderen öffentlichen Förderprogrammen unterscheiden sich nicht von den oben dargestellten (D.III.4.b.) zur Förderung von Biogasanlagen. Auch für die Energieerzeugung aus fester Biomasse wurden auf Landesebene existierende Förderprogramme nicht untersucht.

b. Finanzielle Anreize für Stromerzeugung

Auch für die Stromerzeugung aus fester Biomasse ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz das maßgebliche Instrument zur finanziellen Anreizung[742]. Im Folgenden sollen die von den Regelungen der gasförmigen Biomasse abweichenden Bestimmungen dargestellt werden.

(1) Neuanlagen ab Geltung des EEG 2014

Die grundsätzliche Abkehr von einer einsatzstoffbezogenen Bonusvergütung[743] durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 betrifft auch die feste Biomasse. Gleichwohl war für den Normgeber[744] und die interessierten Kreise[745] der Bereich gasförmiger Biomasse im Fokus der Aufmerksamkeit. Grundsätzlich gelten die allgemeinen Biomassevorschriften für feste Biomasse ebenso wie für gasförmige. So wird hinsichtlich des Ausbaukorridors des § 3 EEG 2014 lediglich der Zubau für Strom aus Biomasse adressiert. Ebenfalls ohne Unterscheidung ist die Degressionsvorschrift des § 28 EEG 2014 sowie die Nachweispflicht im Einsatzstoff-Tagebuch gem. § 47 Abs. 2 und 3 EEG 2014. Die anzulegenden Werte für Strom aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung betragen gem. § 44 EEG 2014 bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 Kilowatt 13,66 Cent pro Kilowattstunde (Nr. 1), bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 11,78 Cent pro Kilowattstunde (Nr. 2), bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt 10,55 Cent pro Kilowattstunde (Nr. 3) und bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 20 Megawatt 5,85 Cent pro Kilowattstunde (Nr. 4.).

Entgegenden dem Regierungsentwurf[746] erfolgt die Vergütungsbegrenzung auf die Höchstbemessungsleistung gem. § 101 Abs. 1 EEG 2014 nur auf Strom aus Biogas[747], nicht für Strom

---

[741] *Rentenbank*, Programmbedingungen Energie v. Land v. 01.04.2014, abrufbar unter http://www.rentenbank.de/cms/dokumente/10013159/93041291/Energie_v._Land.pdf (28.07.2014).
[742] Zum Hintergrund und instrumenteller Einordnung des EEG siehe oben D.III.2 b.(1) und (2).
[743] § 27 II EEG 2012 iVm. § 2a BiomasseV iVm. Anlagen 1-3 BiomasseV a.F.
[744] Vgl. etwa die ausdrückliche Beschränkung der Übergangsvorschriften des § 101 EEG 2014 auf Biogasanlagen durch den Wirtschaftsausschuss (BT-Drs 10/1891, S. 116); deutlich wird die Fokussierung auch bereits in den Erläuterungen zu § 42 des Regierungsentwurfs, in diesen wird nach dem einleitenden Satz, wonach die Förderung der Biomasseverstromung geändert wird, durchgehend auf Kostensituation und Probleme der Biogasverstromung eingegangen. Diesen Ausführungen schließt sich der Wirtschaftsausschuss uneingeschränkt ein (BT-Drs. 18/1891, S. 196 ff.).
[745] Vgl. vBV-Sondernewsletter v. 14.7.2014.
[746] Vgl. BT-Drs. 18/1891, S. 116.
[747] Dazu oben D.III.2.b.(4)(a).

aus Biomasseanlagen insgesamt. Diese Beschränkung gilt folglich nicht für die Nutzung fester Biomasse.

(2) Bestandsanlagen nach EEG 2012

Da § 27 Abs. 1 EEG 2012, wie seine Vorgängernomen, allgemein die Vergütung von Strom aus Biomasse unabhängig vom Aggregatzustand des eingesetzten Energieträgers bestimmt, gilt für den nach Anlagengröße gestaffelten Vergütungsanspruch das oben Gesagte. Neben die Grundvergütung kann also eine einsatzstoffbezogene Vergütungserhöhung treten. Abweichend von der erhöhten Vergütung für sonstige Einsatzstoffe der Einsatzstoffvergütungsklasse I beträgt gemaß § 27 Abs. 2 Nr. 1 lit. d EEG 2009 die erhöhte Vergütung für Strom aus Waldrestholz[748] und Rinde bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 5 Megawatt einheitlich 2,5 Cent pro Kilowattstunde. Diese veringerte Vergütungserhöhung entspricht dem bereits in § 27 Abs. 4 Nr. 2 iVm. Nr. VI 1. lit. b der Anlage 2 EEG 2009 veringerten Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen für Strom aus bestimmten Holzfraktionen[749].

(3) Bestandsanlagen nach EEG 2009

Die Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2009 setzt voraus, dass Biomasse iSd. Biomasseverordnung eingesetzt wird. Die erfassten Stoffe entsprechen im Wesentlichen jenen der aktuellen Biomasseverordnung. Allerdings erkannte § 2 Abs. 3 a.F. BiomasseV schadstoffbelastetes Altholz nicht als Biomasse iSd. Biomasseverordnung an. Gem. § 66 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2012 gilt für Altanlagen, die Altholz einsetzen weiterhin die Biomasseverordnung a.F., für diese bleibt Altholz also ein vergütungsfähiger Einsatzstoff. Für Neuanlagen wurde die Förderfähigkeit von Strom aus Altholz durch Streichung der Anerkennung als Biomasse isd. Biomasseverordnung aufgehoben, sodass Altholz nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 nicht mehr gefördert wird[750].

Neben der Grundvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2009 kann für feste Biomasse die Vergütungserhöhung über alle drei Varianten des § 27 Abs. 4 EEG 2009 erfolgen. Der Technologiebonus[751] nach § 27 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2009 kann für feste Biomasse einschlägig sein, soweit der eine innovative Anlagentechniken[752] iSd. Nr. II der Anlage 1 zum EEG 2009 zur Stromer-

[748] In Anlage 2 Nr. 25 BiomasseV a.F. wird bestimmt, dass Kronenderbholz, X-Holz, welches zwar bearbeitet wird, jedoch keiner abnehmerorientierten Sortierung entspricht, sowie der oberirdische Bestandteil des Stockholzes, einschließlich Rinde, als Waldrestholz gilt. Dort wird ebenfalls bestimmt, dass Stubben, Blätter und Nadeln nicht als Waldrestholz gelten.

[749] *F. Ekhardt/B. Henning*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 32.

[750] F. *Ekhardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 17.

[751] Gem. Anlage 1 zum EEG 2009 für Strom aus Anlagen bis einschließlich 5 MW.

[752] Umwandlung der Biomasse durch thermochemische Vergasung (a)), Brennstoffzellen(b)), Gasturbinen (c)), Dampfmotoren (d)), Organic-Rankine-Anlagen (e)), Mehrstoffgemisch-Anlagen, insbesondere Kalina-Cycle-Anlagen (f)), Stirling-Motoren (g)), Techniken zur thermochemischen Konversion ausschließlich von Stroh und anderer halmgutartiger Biomasse (h)) oder Anlagen, die ausschließlich Bioabfälle vergären und unmittelbar mit

zeugung genutzt und dabei auch alternativ[753] eine Wärmenutzung nach Anlage 3 zum Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2009 erfolgt oder ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 Prozent erreicht wird. Während für die thermochemische Vergasung[754] nach Nr. II 1. lit. a der Anlage 1 zum EEG 2009 ein Verfahren zur vollständigen Oxidation von biogenen Festbrennstoffen ist[755] und typischerweise mit dem Einsatzstoff Holz erfolgt[756], sind die Techniken nach Nr. II 2. lit. h der Anlage 1 zum EEG 2009 bereits durch den Normtext allein für feste Biomasse einschlägig. Erfasst sind Techniken zur thermochemischen Konversion ausschließlich[757] von Stroh und anderer halmgutartiger Biomasse. Diese wurden in den Kreis der innovativen Techniken aufgenommen, um eine verstärkte Nutzung von Reststoffen ohne Nutzungskonflikt anzureizen[758]. Liegen die Anspruchsvoraussetzungen des § 27 Abs. 4 Nr. 1 iVm. Nr. II 1. der Anlage 1 zum EEG 2009 vor, beträgt der Technologiebonus gem. § 27 Abs. 4 Nr. 1 iVm. Nr. II 2. der Anlage 1 zum EEG 2009 2,0 Cent pro Kilowattstunde.

Weiterhin kann der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen nach § 27 Abs. 4 Nr. 2 EEG 2009 für feste Biomasse einschlägig sein. Dafür darf der Strom gem. Nr. I 1. lit. a Alt. 1 der Anlage 2 zum EEG 2009 ausschließlich aus nachwachsenden Rohstoffen gewonnen werden, also gem. der Legaldefiniton der Nr. II der Anlage 2 zum EEG 2009 Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als die zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufarbeitung oder Veränderung unterzogen wurden. Dass hierunter eine Vielzahl von fester Biomasse fällt, zeigt ein Blick auf die nicht abschließende[759] Aufzählung in Nr. III der Anlage 2 zum EEG 2009. Darin werden mit Ausnahme von Raps- und Sonnenblumenöl (Nr. 5) sowie Palm- und Sojaöl (Nr. 6) ausschließlich feste Biomassefraktionen genannt. Zu beachten ist aber, dass über die Negativliste der Nr. IV der Anlage 2 zum EEG 2009 bestimmte Reststoffe der Ackerpflanzenbearbeitung (Nr. 1. -3.) sowie Säge- und Hobelspäne (Nr. 9.) als nicht zu den nachwachsenden Rohstoffen gehörig fingiert[760] werden.

Für Anlagen mit einer Leistung von über 150 Kilowatt besteht der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen gem. Nr. I 2. der Anlage 2 zum EEG 2009 nur, wenn ausschließlich feste oder gasförmige Biomasse eingesetzt wird. Die konkrete Bonushöhe unterscheidet

---

einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind, wenn die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden (i)).

[753] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 131.

[754] Dabei handelt es sich bei dem erzeugten Gas nicht um Biogas iSd. EEG (BT-Drs. 16/8148, S. 79).

[755] *H. Hartmann* in: M. Kaltschmitt/ders./H. Hofbauer (Hrsg.), Energie aus Biomasse, 2. Aufl., S. 389.

[756] *R. Zahoranski,* in: ders. (Hrsg.), Energietechnik, 4. Aufl, S. 353.

[757] Daher ist ein Mischeinsatz etwa in einem Holzkraftwerk nicht möglich, vgl. *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 1 Rn. 47.

[758] BT-Drs. 16/9477, S. 31.

[759] *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 2 Rn. 25.

[760] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 151.

sich nach Anlagengröße. So beträgt der Bonus gem. Nr. VI 1. lit. a der Anlage 2 zum EEG 2009 für Strom aus Anlagen mit einer Leistung von bis 500 Kilowatt 6,0 Cent pro Kilowattstunde und 4,0 Cent pro Kilowattstunde bei Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 Megawatt. Allerdings ist, zur Vermeidung von Fehlanreizen[761], der Bonus für Strom aus anchwachsenden Rohstoffen für beide Anlagengrößen auf 2,5 Cent pro Kilowattstunde begrenzt, wenn der Strom durch die Verbrennung von Holz gewonnen wird[762]. Der Bonus bleibt aber in ungekürzter Höhe bestehen, wenn das verbrannte Holz aus Kurzumtriebsplantagen stammt oder im Rahmen der Landschaftspflege anfällt[763].

Schließlich kann auch der Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus nach § 27 Abs. 4 Nr. 3 EEG 2009 für feste Biomasse genutzt werden. Dazu muss der Strom gem. Nr. I der Anlage 3 zum EEG 2009 dergestalt erzeugt werden, dass es sich um solchen iSd. § 3 Abs. 4 KWKG handelt und alternativ[764] eine Wärmenutzung iSd. der Positivliste Nr. III (Nr. I 2.) oder eine Wärmenutzung, die kumulativ nachweislich fossile Energieträger ersetzt und Mehrkosten für die Wärmebereitstellung in Höhe von nachweislich mindestens 100 Euro pro Kilowatt Wärmeleistung nach sich zieht (Nr. I 3.). Dabei erfordert das Tatbestandsmerkmal des nachweislichen Ersetzens fossiler Wärmeleistung nicht, dass in der Vergangenheit vorhandene und tatsächlich genutzte fossile Wärmeerzeugung verringert oder im Austausch gegen die biomassegestützte Wärmeerzeugung beendet wird. Vielmehr ist nach Rechtsprechung[765] auch der als hypothetischer Ersatz bezeichnete[766] Verzicht auf eine Schaffung einer neuen fossilen Wärmeerzeugung ausreichend[767]. Schließlich ist Telos der Norm, den Einsatz von fossilen Energieträgern einzusparen. Dies geschieht, wenn bei einer gedachten Nichtanwendung der Biomasse zur Wärmebereitstellung mittels Kraft-Wärme-Kopplung fossile Energieträger eingesetzt würden[768]. Dabei soll die Schaffung missbräuchlicher[769] „künstlicher“[770] Wärmesenken dadurch

[761] BT-Drs. 16/8148, S. 81.
[762] Nr. VI 1. b) der Anlage 2 zum EEG 2009.
[763] Nr. VI 1. b) der Anlage 2 zum EEG 2009.
[764] *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 3 Rn. 15.
[765] OLG Naumburg, Urt. v. 13.3.2014 – 2 U 26/11.
[766] *M. Seeboth*, KWK-Bonus im EEG 2009: Zum Begriff der Mehrkosten der Wärmebereitstellung, REE 2014, S. 88 (88).
[767] *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 3 Rn. 58; *H. Loibl*, in: ders./M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogalsanlagen im EEG, 3. Aufl., § 19 Rn. 51; F. *Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 27 Rn. 81; *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 3 Rn. 57.
[768] *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 3 Rn. 57 f.
[769] *H. Loibl*, in: ders./M. Maslaton/H. v. Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogalsanlagen im EEG, 3. Aufl., § 19 Rn. 52.
[770] *A. Rostankowski/J. Vollprecht,* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 3 Rn. 58.

verhindert werden, dass das Maß der Üblichkeit der konkreten Wärmenutzung die Untersuchungstiefe bei der umweltgutachterlichen Prüfung bestimmt[771].

Soweit vertreten wird, dass die Positivliste Nr. III dahingehend abschließend sei, dass die den Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus begründenden Wärmenutzungen abschließend benannt werden[772], widerspricht dies dem Gesetzeswortlaut, der in Nr. I 2. der Anlage 3 zum EEG 2009 lediglich eine Wärmenutzung „im Sinne der Positivliste Nummer III“ verlangt. Die Positivliste der Nr. III ist daher hinsichtlich der den Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus begründenden Wärmenutzungen nicht abschließend[773].

Liegen die Voraussetzungen vor beträgt der Kraft-Wärme-Kopllungs-Bonus einheitlich 3,0 Cent pro Kilowattstunde.

(4) Bestandsanlagen nach EEG 2004

In Bezug auf feste Biomasse bleibt die Sonderregelung des § 8 Abs. 1 Satz 2 EEG 2004 anwendbar, wonach Strom aus Anlagen, die auch nur anteilig Altholz der Kategorien A III und A IV verwenden, einheitlich mit nur 3,9 Cent pro Kilowattstunde vergütet wird.

Gem. § 66 Abs. 1 EEG 2009 sind der Technologiebonus (Anlage 1 zum EEG 2009) und der Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus (Anlage 3 zum EEG 2009) nicht auf Altanlagen anwendbar. Da Anlage 2 zum EEG 2009 nicht zu den zu ersetzenden Vorschriften gezählt wird, findet der Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen nach Anlage 2 zum EEG 2009 grundsätzlich auch auf Altanlagen Anwendung[774]. Materiell enthielt bereits § 8 Abs. 2 EEG 2004 eine dem Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen ähnliche Möglichkeit der Vergütungserhöhung. Auch die Bonushöhe von 6,0 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 500 Kilowatt und 4,0 Cent pro Kilowattstunde für Strom aus Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 5 Megawatt bleiben unverändert. Ebenso ist die Vergütungserhöhung auf 2,5 Cent pro Kilowattstunde begrenzt, wenn der Strom durch die Verbrennung von Holz gewonnen wird. Die in § 66 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2009 normierten Modifikationen bei der Anwendugen des Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen auf Altanlagen haben für feste Biomasse verwendende Anlagen keine Bedeutung.

Da § 66 Abs. 1 EEG 2009 der Anwendbarkeit des Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus nach Anlage 3 des EEG 2009 entgegensteht bleibt für Altanlagen grundsätzlich der Kraft-Wärme-Kopplungs-Zuschlag nach § 8 Abs. 3 EEG 2004 in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde anwendbar. Dazu muss der Strom nachweislich in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt werden. Allerdings erlaubt § 66 Abs. 1 Nr. 3 Satz 1 EEG 2009 einen Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus in

[771] *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 3 Rn. 58.
[772] So *M. Schäferhoff*, in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., Anlage 3 Rn. 16.
[773] Vgl. *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 185.
[774] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 66 Rn. 18.

Höhe von 3,0 Cent pro Kilowattstunde zu erhalten, wenn die betreffende Altanlage erstmals ab dem 1. Januar 2009 Strom in Kraft-Wärme-Kopplung nach Maßgabe der Anlage 3 des EEG 2009 erzeugt. Für Altanlagen, die bereits vor dem 1. Januar 2009 Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom erzeugt haben kann die erhöhte Kraft-Wärme-Kopplungs-Vergütung gem. § 66 Abs. 1 Nr. 3 Satz 2 EEG 2009 bis einschließlich 500 Kilowatt geltend gemacht werden.

(5) Bestandsanlagen nach EEG 2000

Kennzeichnend für die Vergütung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2000 ist, dass weder eine begrenzte Vergütung beim Einsatz von (Alt)Holz, noch eine Erhöhung über Boni vorgesehen ist. Es ergeben sich daher keine Abweichungen zur Förderung von Biogas.

c. Steuervergünstigungen

Wie oben gezeigt (D.II.2.) können begünstigende Regelungen des Steuerrechts als Instrumente der indirekten Verhaltensteuerung ausgestaltet werden.

Für Biomasseanlagen, die feste Biomasse verwenden, dürfte § 53 Abs. 1 Satz 1 EnergieStG jedoch nicht einschlägig sein, da zwar auf § 2 Abs. 4a EnergieStG – und damit feste Energieerzeugnisse – verwiesen wird. Nach der Kommentarliteratur werden davon jedoch keine biogenen Festbrennstoffe, sondern Sekundärbrennstoffe[775], wie bspw. Altreifen und Kunststoffverpackungen oder Ersatzbrennstoffe erfasst[776]. Die Verweisung macht bereits die der Beurteilung einer Steuerbefreiung vorgeschaltete Frage nach der Energieerzeugniseigenschaft von fester Biomasse deutlich. Energieerzeugnisse sind gem. § 1 Abs. 2 EnergieStG die dort aufgelisteten Positionen der Kombinierten Nomenklatur. Hier sind keine festen Biomasseprodukte erfasst. Weiterhin gelten gem. § 1 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 EnergieStG auch andere zur Verwendung als Heizstoff genutzte Produkte als Energieerzeugnisse. Ausgenommen hiervon sind aber gem. § 1 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG Waren der Positionen 4401 und 4402 der Kombinierten Nomenklatur. Dadurch wird klargestellt[777], dass Brennholz, auch in Form von Pellets und ähnlichen Formen (KN-Code 4401) und Holzhohle (KN-Code 4402) nicht als Energieerzeugnisse iSd. Energiesteuergesetzes gelten. Bereits die Anknüpfung an Kohlenwasserstoffe in § 1 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG rechtfertigt bereits diese Einordnung, das feste Biomasse ganz überwiegend nicht aus reinen Kohlenwasserstoffen besteht[778]. Unter Kohlenwasserstoffe iSv. § 1 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG fallen nur solche, die ausschließlich aus den Elementen Kohlenstoff und Wasserstoff bestehen, nicht aber komplexere organische Ver-

[775] *C. Kudla*, in: B. Khazzoum/ders./R. Reuter (Hrsg.), Energie und Steuern, 1. Aufl., § 3 Rn. 61; *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 1 EnergieStG Rn. 26.
[776] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 2 EnergieStG Rn. 66.
[777] BT-Drs. 17/3055, S. 12.
[778] *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 61

bindungen[779]. Daher sind auch feste Biomassefraktionen wie Stroh auch bei einem Einsatz als Ersatzbrennstoff nicht der Energiesteuer unterworfen.

d. Planungsrechtliche Instrumente

Die für die Standortplanung von Biomasseanlagen zur Erzeugung von Strom (und ggf. Wärme) aus gasförmiger Biomasse einschlägigen planungsrechtlichen Regelungen im Raumordnungsrecht und Bauplanungsrecht wurden bereits oben dargestellt. Im Folgenden sollen davon abweichende Vorgaben für feste Biomasse betrachtet werden.

Raumordnungsrechlich wird bei den Grundsätzen des § 2 Abs. 2 ROG nicht nach der Art der eingesetzen Biomasse unterschieden. Es ergeben sich daher keine Abweichungen.

Auf der Ebene der Bauleitplanung ist zu fragen, ob die Priviligierung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB auch für Anlagen zur Nutzung von fester Biomasse einschlägig ist. Der Wortlaut verlangt, dass das Vorhaben der energetischen Nutzung von Biomasse dient. Eine genauere Bestimmung der Biomasse erfolgt nicht. Zwar verstehen einzelne Literaturstimmen mit Blick auf die Gesetzeshistorie § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB als Priviligierung nur für Biogasanlagen[780], andere greifen wegen des energiebezogenen Hintergrunds der Priviligierung auf die Einordnung der Biomasseverordnung zurück[781]. Danach sind auch Vorhaben zur Nutzung fester Biomasse grundsätzlich von der Priviligierung erfasst. Normativ lässt sich diese unterschiedliche Sicht auf § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB zurückführen. Dieser wurde seit Einfügen der Priviligierung im Jahr 2004[782] mehrfach geändert. Im ursprünglichen Gesetzesentwurf war § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB noch nicht enthalten[783], sondern wurde erst im Ausschuss eingefügt[784]. In der Fassung von 2004 regelt § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB, dass die installierte elektrische Leistung der Anlage 0,5 Megawatt nicht überschreiten darf. Hier ist zur fragen, was unter einer Anlage iSv. § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB zu verstehen ist.

Für die auf die Priviligierung von Biogasanlagen beschränkte Sicht lässt sich die Begründung zum Gesetzesentwurf aus dem Jahr 2004 heranziehen, dort wird die Schaffung von § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB mit Priviligierung von Anlagen zur Herstellung und Nutzung von Biogas bezeichnet und ausschließlich die Herstellung und Nutzung von aus Biomasse erzeugtem Gas angesprochen[785]. Auch der Bundesrat hatte seine Zustimmung mit der Förderung der Strom-

---

[779] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 1 EnergieStG Rn. 15.
[780] *H. Ferner*, in: ders./H. Kröninger/M. Aschke (Hrsg.), BauGB, 3. Aufl., § 35 Rn. 24; *H. Dürr*, in: H. Brügelmann, Baugesetzbuch, 91. EGL, Juli 2014, § 35 Rn. 63.
[781] *T. Tyczexski/A. Freund*, in: M. Hoppenberg/S. de Witt (Hrsg.), Handbuch des öffentlichen Baurechts, Band 1, 38. EGL, September 2014, Kapitel A IV Rn. 164; *W. Söfker* in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ M. Krautzberger (Hrsg.), Baugesetzbuch, 114. EGL, Juli 2014, § 35 Rn. 59a.
[782] Durch das Europarechtsanpassungsgesetz Bau (EAG BAU) v. 24.06.2004, BGBl. I S. 1359.
[783] BT-Drs. 15/2250, S. 16.
[784] BT-Drs. 15/2996, S. 31.
[785] BT-Drs. 15/2250, S. 33 u. 54 ff.

erzeugung aus Biogas begründet und auch im Bereich der Forstwirtschaft Entwicklungspotential für Biogasanlagen gesehen[786]. Erst im Ausschuss wurde § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB eingefügt[787], wobei die Materialien zeigen, dass die vorangegangene Beratung von Biogasanlagen geprägt war[788]. Im Rahmen der Baurechtsnovelle 2011 wurde § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB dergestalt neu gefasst, dass die Feuerungswärmeleistung der Anlage nicht 2,0 Megawatt und die Kapazität der Anlage zur Erzeugung von Biogas 2,3 Millionen Normkubikmeter Bioas pro Jahr nicht überschreiten darf. Dadurch wurde Biogas erstmals ausdrücklich in den Priviligierungstatbestand aufgenommen. Allerdings enthält die Gesetzesbegründung zur Novelle 2011 auch erstmals ausdrücklich den Hinweis, dass auch andere Biomasseanlagen als Biogasanlagen von der Priviligierung erfasst sein können, namentlich Holzbrennkessel[789]. Dies deckt sich mit der Literaturansicht, welche bereits unter Anlagen iSv. § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB idF. von 2004 neben Anlagen zur Herstellung und Nutzung von Energie von aus Biomasse erzeugtem Gas auch jede sonstige energetische Biomassenutzung einschließlich der Verbrennung erfasst sah[790]. Die eingefügte kumulative Begrenzung von Feuerungswärmeleistung und Gaserzeugungskapazität führt nicht dazu, dass die Priviligierung auf Anlagen begrenzt wird, die über eine Gaserzeugungseinheit verfügen. Vielmehr ist die Voraussetzung an die Gaserzeugungkapazität nur bei Vorhandensein einer solchen zu erfüllen, steht also Anlagen für die thermochemische Vergasung oder Verbrennung von Biomasse nicht entgegen[791].

In der seit 2013 geltenden Fassung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB wird klargestellt, dass die Kapazität zur Erzeugung von Biogas nicht 2,3 Millionen Normkubikmeter Biogas pro Jahr überschreiten darf, sowie die Feuerungswärmeleistung anderer Anlagen nicht 2,0 Megawatt übersteigt. Dadurch wird deutlich, dass andere Anlagen iSv. § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB gerade keine Biogasanlagen sind[792].

Die planungsrechtlichen Instrumente für feste Biomasse unterscheiden sich also nicht von jenen für gasförmige Biomasse.

3. Transport der Wärme

Die Regelungen hinsichtlich des Transports des aus fester Biomasse erzeugten Stroms sind nicht Gegenstand dieser Untersuchung und werden überdies wegen der fehlenden Beson-

[786] BR-Drs. 756/03, S. 21.
[787] BT-Drs. 15/2996, S. 31.
[788] BT-Drs. 15/2996, S. 58 ff.
[789] BT-Drs. 17/6076, S. 10.
[790] *M. Krautzberger*, in: U. Battis/ders./P. Löhr (Hrsg.), BauGB, 10. Aufl., § 35 Rn. 38.
[791] *W. Söfker,* in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), Baugesetzbuch, 114. EGL, Juli 2014, § 35 Rn. 59 f.
[792] W. *Söfker*, in: W. Spannowsky/M. Uechtritz (Hrsg.), BeckOK BauGB, 27. Ed., September 2014, § 35 Rn. 45; *H. Jarass/M. Kment*, Baugesetzbuch, 1. Aufl., § 35 Rn. 34.

derheiten für aus Biomasse erzeugten Strom nicht geprüft. Für den Transport und die Verteilung der aus fester Biomasse erzeugten Wärme sind hingegen Wärmenetze erforderlich, deren rechtlicher Betrachtung lohnt, da Biomasse unter den erneuerbaren Energien den höchsten Wärmeerzeugungsbeitrag leistet[793]. Im Vergleich zu anderen Nachbarstaaten sind zudem die Wärmenetze in Deutschland eher schwach und zudem inselartig ausgebaut[794], sodass hier noch erheblicher Handlungsbedarf identifiziert werden kann und der rechtliche Rahmen untersuchungswürdig ist[795]. Gefördert wird der weitere Ausbau von Wärmenetzen zum einen durch finanzielle Anreize (a.) und zum anderen durch planungsrechtliche Instrumente (b.).

a. Finanzielle Anreize für Infrastruktur

Finanzielle Anreize ergeben sich wie bei der gasförmigen Biomasse aus untergesetzlichen Förderprogrammen und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz.

Zur Finanzierung von Maßnahmen zur Nutzung Erneuerbarer Energien im Wärmemarkt stellt die Kreditanstalt für Wiederaufbau im Rahmen ihres Programms „Erneuerbare Energien – Premium"-Förderungen bereit. Die Förderung geschieht über zingünstige Darlehen sowie Tilgungszuschüsse und durch die finanzielle Unterstützung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie[796]. Die Förderbestimmungen weichen nicht von jener für Wärme aus gasförmiger Biomasse (dazu oben D.III.3.a.) ab.

Gleiches gilt für die Förderung von Wärmenetzen nach § 7a KWKG. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz unterscheidet beim Anwendungsbereich in § 2 Satz 1 KWKG nicht nach den Aggregatzuständen der Biomasse, sodass die Regelungen für alle Formen von Biomasse gelten (dazu oben D.III.3.b).

b. Planungsrechtliche Instrumente

Für die Errichtung und Unterhaltung von Wärmetransporteinrichtungen lassen sich keine zu Biogas abweichenden planungsrechtlichen Instrumente für feste Biomasse feststellen.

---

[793] Vgl. *O. Antoni*, Instrumente zur Förderung von Wärme und Kälte aus erneuerbaren Energien, EnWZ 2013, S. 357 (357).

[794] Nach dem zwar nicht mehr aktuellen aber noch aussagekräftigen Branchenreport 2006 des AGFW waren nur 14 % der bewohnten Wohnungseinheiten mit Fernwärme versorgt, vgl. AGFW-Branchenreport 2006, S. 7, abrufbar unter http://www.agfw.de/index.php?eID=tx_nawsecuredl&u=0&file=fileadmin/agfw/content/oberes_menue/Wir_ueber_uns/AGFW_Report/Branchenreport_2006/ab2006gesamt_web.pdf&t=1382179288&hash=95e11f576b1c63bf37d6b2ebec45a8c0ed42536e (18.10.2013).

[795] Die europarechtlichen und nationalen Regelungen zur Einspeisung und Transport des erzeugten und zu Biomethan aufbereiteten Biogases werden aufgrund ihrer Komplexität in einem eigenen Abschnitt (VII.) als Sonderfall dargestellt.

[796] Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Premium", S. 1.

4. Nutzung der erzeugten Energie

a. Ordnungsrechtliche Instrumente

(1) EEWärmeG

Gem. § 3 Abs. 1 EEWärmeG besteht bei der Neuerrichtung von Gebäuden die Pflicht, den Wärmeenergiebedarf durch die anteilige Nutzung erneuerbarer Energien zu decken. Diese Nutzungspflicht wird gem. § 5 Abs. 3 Nr. 2 EEWärmeG erfüllt, wenn feste Biomasse nach Maßgabe der Nummer II.3 der Anlage zum EEWärmeG genutzt wird. Dazu muss zunächst in Abhängkeit von der Anlagenkonfiguration der entsprechende, durch Art. 13 Abs. 6 UAbs. 2 RL 2009/28/EG vorgegebene, Umwandlungswirkungsgrad erreicht werden. Danach müssen in Anlagen zur Erfüllung der Nutzungspflicht die nach DIN EN 303-5 (1999-06) ermittelten Kesselwirkungsgrade bzw. im Falle von Biomasseöfen der nach DIN EN 14785 (2006-09) ermittelte feuerungstechnische Wirkungsgrad und in den übrigen Fällen der nach den anerkannten Regeln der Technik berechnete Wirkungsgrad erreicht werden. Damit sollen effizientere Anlagen angereizt werden. Allerdings besteht gerade bei Einzelraumfeuerungsanlagen, welche feste Biomasse in Form von Scheitholz einsetzen, die Gefahr, dass hier ein höherer Wirkungsgrad in der Regel zu höheren Stabemissionen führt[797]. Soweit feste Biomasse in Kleinfeuerungsanlagen erfolgt, wird die Nutzungspflicht gem. Nummer II.3 b) der Anlage zum EEWärmeG nur erfüllt, wenn kumulativ die Nutzung in einem Biomassekessel oder automatisch beschickten Biomasseofen mit Wasser als Wärmeträger (aa), die Anforderungen der 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung eingehalten werden (bb) und ausschließlich Biomasse nach § 3 Abs. 1 Nr. 4, 5, 5a oder 8 der 1. BImSchV verwendet wird. Es dürfen also nur naturbelassenes stückiges Holz einschließlich anhaftender Rinde, insbesondere in Form von Scheitholz und Hackschnitzeln, sowie Reisig und Zapfen (§ 3 Abs. 1 Nr. 4 der 1. BImSchV), naturbelassenes nicht stückiges Holz, insbesondere in Form von Sägemehl, Spänen und Schleifstaub, sowie Rinde (§ 3 Abs. 1 Nr. 5 der 1. BImSchV), Presslinge aus naturbelassenem Holz in Form von Holzbriketts nach DIN 51731, Ausgabe Oktober 1996, oder in Form von Holzpellets nach den brennstofftechnischen Anforderungen des DINplus-Zertifizierungsprogramms „Holzpellets zur Verwendung in Kleinfeuerstätten nach DIN 51731-HP 5“, Ausgabe August 2007, sowie andere Holzbriketts oder Holzpellets aus naturbelassenem Holz mit gleichwertiger Qualität (§ 3 Abs. 1 Nr. 5a der 1. BImSchV) und Stroh und ähnliche pflanzliche Stoffe, nicht als Lebensmittel bestimmtes Getreide wie Getreidekörner und Getreidebruchkörner, Getreideganzpflanzen, Getreideausputz, Getreidespelzen und Getreidehalmreste sowie Pellets aus den vorgenannten Brennstoffen (§ 3 Abs. 1 Nr. 8 der 1. BImSchV) verwendet werden.

[797] BT-Drs. 17/3629, S. 51.

(2) Energieeinsparverordnung

Weitere ordnungsrechtliche Vorgaben sind in der Energieeinsparverordnung 2014[798] zu finden. Hier verpflichtet § 3 Abs. 1 EnEV 2014 bei der Errichtung von Wohngebäuden diese so auszuführen, dass deren Jahres-Primärenergiebedarf den eines Referenzgebäudes nicht überscheitet. Der Jahres-Primärenergiebedarf ist für Wohngebäude gem. § 3 Abs. 3 iVm. Nr. 2.1. der Anlage 1 EnEV 2014 nach DIN V 18599: 2011-12, berichtigt durch DIN V 18599-5 Berichtigung 1: 2013-05 und durch DIN V 18599-8 Berichtigung 1: 2013-05, zu ermitteln. Während Nr. 2.1.1 der Anlage 1 EnEV 2014 ergänzende Bestimmungen für die Berechnung beim Einsatz von flüssiger und gasförmiger Biomasse enthält, gilt dies nicht für den Einsatz fester Biomasse. Der Primärenergiefaktor für den nichtfossilen Anteil beim Einsatz des wichtigsten Energieträgers aus fester Biomasse – für Holz – beträgt sehr niedrige 0,2[799]. Der Einsatz von Holz als feste Biomasse zur Wärmeversorgung wird nach den Regeln der Energieeinsparverordnung 2014 folglich nicht nur gegenüber fossilen und anderen erneuerbaren Energieträgern begünstigt und angereizt. Der Gesetzgeber bevorzugt den Einsatz von Holz auch gegenüber gasförmiger oder flüssiger Biomasse vor allem, wenn diese nicht am Ort der Nutzung erzeugt wurde. Denn für diese gelten die „ungünstigen“ Werte von Erdgas bzw. Erdöl von 1,1. Weitere Abweichungen zu den Vorgaben zur gasförmigen Biomasse lassen sich nicht feststellen.

(3) Immissionsschutzrecht

Als letztes ordnungsrechtliches Instrument kommt das Immissionsschutzrecht mit Regelungen für die Nutzung fester Biomasse in Betracht.

Die Nutzung von fester Biomasse zur dezentralen Wärmeversorgung von Gebäuden ist für die kleineren Leistungsklassen, also Kleinfeuerungsanlagen, in der 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung geregelt. Nach den Begriffsbestimmungen in § 3 der 1. BImSchV sind verschiedenste Arten fester Biomasse von der Verordnung erfasst. Hierzu zählen naturbelassenes stückiges Holz einschließlich anhaftender Rinde, insbesondere in Form von Scheitholz und Hackschnitzeln, sowie Reisig und Zapfen (Nr. 4), naturbelassenes nicht stückiges Holz (Nr. 5) oder Stroh und ähnliche pflanzliche Stoffe (Nr. 8).

Für feste Biomasse sind insbesondere die Vorgaben der §§ 4 ff. 1. BImSchV zu beachten. Danach müssen die Feuerungsanlagen bei Betrieb in ordnungsgemäßem technischem Zustand sein (§ 4 Abs. 1 Satz 1 1. BImSchV). Neuerrichtete Einzelfeuerungsanlagen müssen die in Anlage 4 der 1. BImSchV normierten Emissionswerte und einen Mindestwirkungsgrad einhalten. Bei Nutzung von offenen Kaminen ist zu beachten, dass diese gem. § 4 Abs. 4 der 1. BImschV nur gelegentlich betrieben werden dürfen, diese dürfen daher nicht die einzige

[798] Zur Ermächtigungsgrundlage siehe oben B.II.4.
[799] *J. Stock*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, §§ 34, 4 EnEV Rn. 12.

Wärmequelle eines Wohngebäudes darstellen. In diesen offenen Kamien darf nur naturbelassenes stückiges Holz nach § 3 Abs. 1 Nr. 4 oder Presslinge in Form von Holzbriketts nach § 3 Abs. 1 Nr. 5a 1. BImSchV eingesetzt werden.

Ferner ist beim Einsatz von fester Biomasse die Einhaltung von Staub und CO_2-Grenzwerten nach § 5 Abs. 1 der 1. BImSchV sicherzustellen, deren konkrete Höhe abhängig von Feuerungsleistung und Errichtungsdatum ist[800]. Anders als beim Einsatz gasförmiger Brennstoffe bestehen aber keine Grenzwerte für Stickoxide und die Verpflichtung den Stickoxidausstoß nach dem Stand der Technik weiter zu mindern[801]. Ebenso bestehen anders als beim Einsatz gasförmiger Brennstoffe keine verpflichtenden Mindestwerte hinsichlich des Wirkungsgrads[802] und des zulässigen Abgasverlusts[803]. Im Ergebnis ist die Regelungsdichte beim Einsatz fester Biomasse geringer als beim Einsatz gasförmiger Biomasse.

b. Finanzielle Anreize

Finanzielle Anreize werden sowohl durch das Marktanreizprogramm als auch über Steuervergünstigungen gesetzt.

(1) MAP

Soweit bereits ordnungsrechtlich eine Nutzungspflicht besteht kann gem. § 15 Abs. 1 EEWärmeG keine Förderung über das Marktanreizprogramm erfolgen. Förderfähig sind daher, mit Ausnahme von überobligatorischen Maßnahmen iSv. § 15 Abs. 2 Nr. 2 EEWärmeG, nur Maßnahmen im Gebäudebestand[804].

Da bei Einzelraumfeuerungsanlagen, welche feste Biomasse in Form von Scheitholz einsetzen, die Gefahr besteht, dass ein höherer Wirkungsgrad in der Regel zu höheren Staubemissionen führt, wurde für diese Anlagen der zur Förderung berechtigende Wirkungsgrad gem. § 13 EEWärmeG herabgesetzt[805]. Dabei fördert das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle die Errichtung bestimmer Anlagen zur Nutzung fester Biomasse im Gebäudebestand. Umfasst sind dabei Kessel zur Verfeuerung von Holzpellets und Holzhackschnitzeln, Holzpelletöfen mit Wassertasche, Kombinationskessel zur Verfeuerung von Holzpellets bzw.

[800] *M. Röckinghausen*, in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 1. BImSchV Rn. 1.
[801] Vgl. § 6 I der 1. BImSchV.
[802] Vgl. § 6 II und III der 1. BImSchV.
[803] Vgl. § 10 der 1. BImSchV.
[804] Siehe oben D.IV.4.
[805] BT-Drs. 17/3629, S. 51.

Holzhackschnitzeln und Scheitholz sowie besonders emissionsarme Scheitholzvergaserkessel[806].

(2) Steuererleichterung für Strom

Die Steuerbefreiung nach § 9 Abs. 1 StromStG gilt für Strom aus fester Biomasse in gleicher Weise wie für Strom aus gasförmiger Biomasse, da die Norm allgemein Biomasse, d.h. ohne Einschränkung auf bestimmte Einsatzformen, erfasst[807].

(3) Steuererleichterung für Wärme

Für die Bereitstellung von Wärme aus Brennholz besteht eine mittelbare Steuererleichterung, da Brennholz gem. § 1 Abs. 3 EnergieStG bereits nicht in den Anwendungsbereich des Gesetzes fällt; eine Energiesteuer also nicht entsteht. Dagegen fallen biogene Reststoffe, welche zu Heizzwecken verwendet werden, gem. § 1 Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG grundsätzlich in den Anwendungsbereich des Gesetzes. Um die Nutzung solcher Abfälle als Substitutionsbrennstoffe[808] zu ermöglichen, bestimmt § 1b Abs. 1 EnergieStV, dass Klärschlamm (Nr. 1), Siedlungsabfälle des Abfallschlüssels 20 03 nach der Anlage zu § 2 Abs. 1 der Abfallverbringungsverordnung (AbfVV[809]) und andere Abfälle, soweit sie den maximalen Heizwert von 18 Megajoule pro Kilogramm nicht übersteigen (Nr. 3), als nicht von § 1 Abs. 3 Nr. 2 EnergieStG erfasst gelten. Durch den hohen maximalen Heizwert, welcher 50 Prozent über jenem von Braunkohle liegt[810], sind auch die festen biogenen Reststoffe im Wesentlichen von der Energiesteuer bereit, entsprechend wird mittelbar die aus ihnen gewonnene Wärme entlastet.

c. Planungsrechtliche Instrumente

Bei den planungsrechtlichen Instrumenten zur Nutzung der aus fester Biomasse erzeugten Energie ist nur eine Besonderheit zu den die gasförmige Biomasse betreffenden Regelungen in § 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB ersichtlich. Nach dieser Vorschrift können u.U. Emissionswerte für Heizungsanlagen festgesetzt werden, die beim Einsatz von festen (und flüssigen) Brennstoffen gelten. Diese Möglichkeit ist in der Rechstprechung im Hinblick auf die erforderliche Bestimmtheit des Verbots jedoch streitig[811] und ohne konkreten Bezug zu Brennstoffen biogenen Ursprungs.

---

[806] *BAFA*, Erneuerbare Energien, Förderbare - automatisch beschickte - Biomasseanlagen, abrufbar unter http://www.bafa.de/bafa/de/energie/erneuerbare_energien/biomasse/publikationen/energie_ee_biomasse_liste_automatischbeschickt.pdf (01.09.2014).

[807] Siehe dazu oben E.III.4.b.(2).

[808] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 1 EnergieStG Rn. 26.

[809] Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 14.06.2006 über die Verbringung von Abfällen, ABlEU. L 190/1.

[810] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 1 EnergieStG Rn. 33.

[811] Nach dem OVG Bautzen, Urt. V. 19.08.1999 – 1 S 555/98 ist die Festsetzung von Emissionswerten für Heizungsanlagen, in denen feste und flüssige Brennstoffe verwandt werden, ausgeschlossen, da Bürger und Be-

5. Zwischenfazit feste Biomasse

Die Fördermaßnahmen zur Nutzung von fester Biomasse unterscheiden sich strukturell nicht von jenen für gasförmige Biomasse. Abweichungen in den Vorgaben sind idR. in der Annahme begründet, dass die eingesetzte feste Biomasse in einem geringeren Maße in Nutzungskonkurrenz steht als die Rohstoffe zur Gewinnung von gasförmiger Biomasse. Diese Annahme drückt sich in vereinzelten Besserstellungen der festen Biomasseförderung aus. Allerdings ist das wichtige Förderinstrumentarium des Erneuerbare-Energien-Gesetzes über lange Strecken seiner Gesetzeshistorie erkennbar an der vorrangigen Förderung der Nutzung gasförmiger Biomasse ausgerichtet gewesen.

V. Flüssige Biomasse

Als dritter Aggregratzustand wird Biomasse schließlich in flüssiger Form, vornehmlich noch als Biokraftstoffe im Verkehrssektor, verwendet. Grundsätzlich wird neben dieser mobilen Anwendungsform flüssige Biomasse auch stationär, also zur Erzeugung von Strom und/oder Wärme bspw. zur Wärmeversorgung von Gebäuden eingesetzt. Die Nutzung zur Stromerzeugung wurde vor allem durch die Förderung von nachwachsenden Rohstoffen und damit auch Pflanzenölen durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 zunächst befeuert, durch die Palmöl-Diskussion mit der 2009er Fassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und der in diesem Zusammenhang erlassenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsveordnung jedoch wieder deutlich reduziert bzw. sogar gestoppt. Aus diesem Grund spielt der Einsatz flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung heute (bei Neuanlagen) keine Rolle mehr und beschränkt sich auf Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme innerhalb eines kleinen Zeitfensters. Deswegen erfolgt die nachstehende Betrachtung der nationalen Förderung im angemessenen Umfang mit einem Schwerpunkt auf den Einsatz als Biokraftstoffe.

Zunächst ist die Frage zu beantworten, was genau im Sinne der einzelnen Fördervorschriften unter flüssiger Biomasse zu verstehen ist[812]. § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 Halbsatz 2 EEG 2014 enthält, wie bereits § 27 Abs. 5 Nr. 3 Halbsatz 2 EEG 2012, die Legaldefinition[813], dass flüssige Biomasse solche ist, die bei Eintritt in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist. Diese Definition entspricht § 2 Abs. 1 Satz 2 BioSt-NachV, aus der sie übernommen wurde[814]. Jedoch wird hier nur der Zeitpunkt, zu welchem die Biomasse flüssig sein muss, genauer definiert, nicht

---

hörden unmissverständlich dem Plan entnehmen können müssen, welche Stoffe in Betracht kommen und welche Vorkehrungen zu treffen sind. Nach dem VGH Mannheim ist die Bezeichnung „flüssige oder feste Brennstoffe“ jedoch ausreichend, vgl. Urt. V. 02.12.1997 – 8 S 1477/97, NVwZ-RR 1998, S. 554 ff.

[812] Zur genauen Begriffsdefinition von Biomasse im EEG siehe C.I.2.b.

[813] F. *Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3 Aufl., § 27 Rn. 76.

[814] *R. Walter,* in: K. Greb/M. Boewe (Hrsg.), EEG, 2. Ed., Mai 2014, § 27 Rn. 175.

jedoch der Aggregatzustand selbst[815]. Da eine diesbezügliche einheitliche Beschreibung, wie bspw. im Wasserrrecht[816], aufgrund der unterschiedlichen Eigenschaften einzelner flüssiger Energieträger schwierig ist, ergibt sich eine Konkretisierung lediglich aus dem Umkehrschluss zu § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 Halbsatz 2 EEG 2014: „Biomasse [ist] dann flüssig […], wenn sie zum Zeitpunkt des Eintritts in den Brennraum weder fest noch gasförmig ist“[817].

Eine Unterscheidung nach Aggregatzuständen unternimmt auch die Definition des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes[818]. Gem. § 2 Abs. 1 Nr. 4 Satz 1 EEWärmeG ist erneuerbare Energie aus fester, flüssiger oder gasförmiger Biomasse hergestellte Wärme. Satz 2 legt weiter fest, dass eine Abgrenzung nach dem Aggregatszustand zum Zeitpunkt des Eintritts der Biomasse in den Apparat zur Wärmeerzeugung erfolgt, d.h. auch hier ist die Biomasse flüssig, sofern sie zu diesem Zeitpunkt weder fest noch gasförmig ist. Zur flüssigen Biomasse zählen insbesondere Pflanzenöle (Palm-, Soja-, Raps- und Sonnenblumenöl) sowie Pflanzenölmethylesther (Rapsdiesel)[819].

1. Einsatzstoffe

Für die Nutzung flüssiger Biomasse zur Energieerzeugung können die Nachhaltigkeitsanforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung relevant werden. Dies hängt davon ab, in welchem Sektor, ob als flüssiger Biobrennstoff zur Strom- und Wärmeerzeugung oder als Kraftstoff im Möbilitätssektor, die Biomasse Verwendung findet[820]. Zwar ist es nicht untersagt, flüssige Biomasse, die keinen Nachhaltigkeitsnachweis erhalten hat, in den Verkehr zu bringen bzw. der energetischen Verwendung zuzuführen, jedoch stellt sich dies nach Einführung der Nachhaltligkeitszertifizierung als Voraussetzung für finanzielle Förderungen bzw. sonstige Anzreize, die die Erzeugung von Energie aus Biomasse bietet, als nicht mehr wirtschaftlich dar.

Somit bleibt festzuhalten, dass für den Anbau, Handel und die energetische Nutzung flüssiger Biomasse im Strom-, Wärme/Kälte- sowie Verkehrssektor die Nachhaltigkeitsanforderungen als zwingende rechtliche Anforderungen betrachtet werden können. Einen Überblick über das System der Nachhaltigkeitsanforderungen und deren genauen Anwendungsbereich gibt das eigenständige Kapitel zu den „Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomasse“ unter D.VI.2.

---

[815] *M. Schäferhoff,* in: J. Reshöft/A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27 Rn. 102.
[816] Ziffer 1.1. der Verwaltungsvorschrift wassergefährdender Stoffe (VwVwS).
[817] Zur Vorgängernorm im EEG 2012: *R. Walter,* in: K. Greb/M. Boewe (Hrsg.), EEG, 2. Ed., Mai 2014, § 27 Rn. 175.
[818] Zur genauen Begriffsdefinition von Biomasse im EEWärmeG siehe C.I.1.d.
[819] *G. Wustlich,* in: T. Müller/V. Oschmann/G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 5 Rn. 89.
[820] Siehe E.VI.3.

2. Energieerzeugung stationär

Zunächst sollen die Regelungen für den stationären Einsatz von flüssiger Biomasse betrachtet werden.

a. Finanzielle Anreize: flüssige Biomasse im EEG

Die Förderung von Strom aus Anlagen, die flüssige Biomasse als Energieträger einsetzen, hat sich im Laufe der Zeit mit den verschiedenen Fassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geändert. Zunächst fand keine Differenzierung zwischen den verschiedenen Formen von Biomasse statt, sodass auch keine zusätzlichen Anforderungen an den Einsatz flüssiger Biomasse gestellt wurden. Diese Anforderungen, wie das Führen eines Einsatzstoff-Tagebuchs oder die Begrenzung der Vergütungsfähigkeit auf Anlagen bis 150 Kilowatt oder später nur noch auf die Vergütung der flüssigen Biomasse, die zur Anfahr- und Stützfeuerung benötigt wird, erfolgten erst im Laufe der Zeit. Bei Neuanlagen hat flüssige Biomasse heute keine Bedeutung mehr.

(1) Neuanlagen ab Geltung des EEG 2014

Für Neuanlagen im zeitlichen Geltungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 entspricht die Behandlung flüssiger Bioenergieträger den Vorschriften aus dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012. Die Vergütung für den Einsatz zur Zünd-, Stütz- und Anfahrfeuerung (und auch nur dafür) ist nunmehr ohne inhaltliche Änderung in § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 3 EEG 2014 und die Vergütung des Einsatzes von Pflanzenölmethylester zur Anfahr-, Zünd- oder Stützfeuerung in § 47 Abs. 2 Satz 2 EEG 2014 geregelt.

(2) Bestandsanlagen nach EEG 2012

Eine Vergütung für Strom aus flüssiger Biomasse ist im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 fast vollständig ausgeschlossen[821]. Grund hierfür sind in erster Linie die hiermit zusammenhängenden ökologischen und gesellschaftlichen Folgen, die gesetzgeberisches Handeln erforderlich machten und bereits in früheren Förderbestimmungen Niederschlag gefunden haben[822]. So ergibt sich aus § 27 Abs. 1 EEG 2012 die grundsätzliche Vergütungsfähigkeit für Strom aus Biomasse. Hierfür regelt § 27 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012, dass Pflanzenölmethylester als solche behandelt, ihre Biomasseigenschaft also fingiert wird, sofern sie zur Anfahr-, Zünd- oder Stützfeuerung verwendet werden. Hintergrund ist, dass diese ursprünglich gem. der Biomasseverordnung als sog. qualifizierte Biomasse galten. Dies jedoch nur in Anlagen, die spätestens drei Jahre nach Inkrafttreten dieser Verordnung in Betrieb genommen bzw. ge-

[821] *A. Rostankowski/J. Vollprecht,* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27a Rn. 37.
[822] Siehe Ausführungen zum EEG 2009.

nehmigt wurden[823]. Nach Ablauf dieser Frist wurde mit § 27 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 eine erneute Ausnahme eingefügt, mit der, trotz der Tatsache, dass es sich bei Pflanzenölmethylester nicht ausdrücklich um Biomasse iSd. Biomasseverordnung handelt, ein Vergütungsabzug ausgeschlossen wird[824]. Diese Vorschrift wurde nun auch ins Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 übernommen. Um Umkehrschluss bedeutet dies, dass der sonstige Einsatz von Pflanzenölmethylester in Stromerzeugungsanlagen mangels Biomasseeigenschaft von der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung ausgeschlossen wird.

Parallel hierzu grenzt § 27 Abs. 5 Nr. 3 EEG 2012 den Anspruch dergestalt ein, dass auch Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen, eine Vergütung nur für den Stromanteil erhalten, der für die Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung notwendig ist[825]. Eine darüber hinausgehende finanzielle Förderung wird nicht mehr gewährt. Neben der Voraussetzung des Einsatzstoff-Tagebuchs als Nachweis der Inputstoffe, § 27 Abs. 5 EEG 2012, sind gem. § 1 BioSt-NachV grds. deren Nachhaltigkeitsanforderungen an zur Verstromung verwendete flüssige Biobrennstoffe zu beachten. Da demgemäß allerdings eben jene flüssige Biomasse, die für die Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung verwendet wird, ausgenommen ist, läuft die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung im Bereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 leer[826]. Die weitreichenden Einschränkungen sind – neben ökologischen und sozioökonomischen Folgeproblemen – insbesondere auch der mangelnden Wirtschaftlichkeit von Anlagen zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse – geschuldet, die wiederum auf die teils hohen Marktpreise für flüssige Energieträger zurückzuführen ist[827]. Die Kürzung wird demnach mit dem Hinweis auf die beabsichtigte Kostensenkung gerechtfertigt[828].

Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse bereits mit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 eine politisch nur noch untergeordnete Rolle spielt[829].

(3) Bestandsanlagen nach EEG 2009

Auch die Vergütungsvorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009 sind bereits sehr ausdifferenziert und hinsichtlich des Einsatzes flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung sehr restriktiv. Zwar fällt die flüssige Biomasse grds. unter die allgemeine Vergütungsvorschrift des § 27 EEG 2009 für Strom aus Biomasse, jedoch gelten für flüssige Biobrennstoffe zahlrei-

[823] *M. Schäferhoff,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 26.
[824] *M. Schäferhoff,* in: J. Reshöft (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 27.
[825] *A. Rostankowski/J. Vollprecht,* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27a Rn. 37.
[826] Relevanz entfaltet sie allerdings im Bereich der Nutzungspflichten des EEWärmeG.
[827] *A. Rostankowski/J. Vollprecht,* in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27 Rn. 144; EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 80.
[828] EEG-Erfahrungsbericht 2011, S. 88.
[829] Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, 2014, S. 269.

che Einschränkungen. Erste Ausnahme hiervon bilden Pflanzenölmethylester (sog. Biodiesel). Gem. § 27 Abs. 1 Satz 2 EEG 2009 wird deren Biomasseeigenschaft lediglich fingiert, sofern sie zur Anfahr-, Zünd- und Stützfeuerung verwendet werden.

Daneben enhält das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 eine Zusatzvergütung für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe. Allerdings begrenzt Anlage 2 Nr. I.2 EEG 2009 diesen Bonus bei Anlagen ab einer Leistung von 150 Kilowatt ausschließlich auf den Einsatz von gasförmiger oder fester Biomasse. Dem steht eine Verwendung flüssiger Biomasse zur Zünd- und Stützfeuerung nicht entgegen. Ziel dieser Einschränkung ist die Begrenzung des Einsatzes nicht nachhaltiger flüssiger Bioenergieträger, insbesondere aus Palm- und Sojaöl. Hingewiesen wird in diesem Zusammenhang insbesondere auf die Problematik, dass für den Anbau dieser Feldfrüchte Tropenwald vernichtet wird, was sich u.a. negativ auf das globale Klima auswirkt und somit dem Ziel des Einsatzes erneuerbarer Energien widerspricht[830]. Entsprechendes gilt für die Positiv- und Negativliste der Anlage 2 Nr. III. und IV. EEG 2009, die genau festlegen, was unter nachwachsenden Rohstoffen iSd. Bonusregelung zu verstehen ist (ausgenommen ist bspw. Bioethanol) und mithilfe derer der Einsatz nicht nachhaltig hergestellter Pflanzenöle verhindert werden soll[831]. Darüber hinaus wird auf diese Weise eine Konkurrenz mit dem Kraftstoffmarkt vermieden, da die Biokraftstoffe für diesen Bereich eine Schlüsseltechnologie darstellen, um die diesbezüglichen ambitionierten Ziele zu erreichen. Im Stromsektor stehen hier hingegen weitere Möglichkeiten zur Verfügung, die den Einsatz flüssiger Biobrennstoffe entbehrlich machen[832].

Handelt es sich um eine Anlage bis 150 Kilowatt, besteht auch beim Einsatz flüssiger Energieträger grds. ein Anspruch auf den Bonus für nachwachsende Rohstoffe. Dies jedoch nur, sofern der Strom ausschließlich aus ebendiesen gewonnen wird, Anlage 2 Nr. I.1a EEG 2009. Dies ist gem. Anlage 2 Nr. I.1b EEG 2009 durch das Führen eines Einsatzstoff-Tagebuchs über die Menge und Eigenschaften der Inputstoffe genau nachzuweisen. Außerdem existiert sowohl eine Positiv- als auch eine Negativliste bezüglich dessen, was unter nachwachsenden Rohstoffen zu verstehen ist, um Unklarheiten, die bei Verwendung dieses Begriffs entstehen können, zu vermeiden[833].

Für die flüssige Biomasse, die zur Verstromung verwendet wird, gelten unter Berücksichtigung der Übergangsbestimmung des § 78 BioSt-NachV deren Nachhaltigkeitsanforderungen[834].

[830] BT-Drs. 16/8148, S. 80.
[831] BT-Drs. 16/8148, S. 80.
[832] BT-Drs. 16/8148, S. 80.
[833] BT-Drs. 16/8148, S. 80.
[834] § 1 BioSt-NachV.

(4) Bestandsanlagen nach EEG 2004

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 findet sich keine spezielle Vorschrift zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse. Einschlägig ist hier § 8 EEG 2004, der ganz allgemein die Vergütung für Strom aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung (§ 8 Abs. 7 EEG 2004) zum Gegenstand hat.

Außerdem enthält § 8 Abs. 2 Nr. 1 lit. a EEG 2004 bereits einen Bonus für die Verwendung nachwachsender Rohstoffe in Biomasseanlagen. Hiernach erhöht sich die Mindestvergütung, wenn der Strom „ausschließlich aus Pflanzen oder Pflanzenbestandteilen, die in landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieben oder im Rahmen der Landschaftspflege anfallen und die keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung oder Veränderung unterzogen wurden“. Zu diesen Pflanzen und Pflanzenbestandteilen zählen insbesondere auch Getreide und Ölsaaten[835], die vornehmlich zur Herstellung flüssiger Biobrennstoffe verwendet werden. Die Herstellung von flüssiger Biomasse aus diesen Früchten durch Pressung oder Gärung kann unter das Merkmal der „Aufbereitung und Veränderung zur Nutzung in der Biomasseanlage“ subsumiert werden, denn es ist nicht erforderlich, dass die Aufbereitung oder Veränderung in einem landwirtschaftlichen, forstwirtschaftlichen oder gartenbaulichen Betrieb erfolgt[836]. Ist die Anlage nicht ausschließlich für solche nachwachsenden Rohstoffe nach § 8 Abs. 2 Nr. 1 lit. a EEG 2004 genehmigt, ist es erforderlich, dass mit einem Einsatzstoff-Tagebuch belegt wird, dass ausschließlich Einsatzstoffe dieser Art zur Stromerzeugung in der Anlage verwendet wurden, § 8 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2004.

Durch diese zusätzliche Vergütung für die Verwendung nachwachsender Rohstoffe, auch bei der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse, stieg die Nachfrage nach hierfür benötigte Ölsaaten (Raps, Soja) sowie den bereits gefertigten Endprodukten, insbesondere Palmöl[837], erheblich an. Folge des damit zusammenhängenden ausgeweiteten Anbaus der Agrarrohstoffe waren und sind schwerwiegende negative ökologische und sozio-ökonomische Auswirkungen (u.a. Nutzungskonkurrenzen, direkte und indirekte Landnutzungsänderungen, steigende Nahrungsmittelpreise etc.) auch auf globaler Ebene, die bis heute kontrovers diskutiert werden[838].

---

[835] *V. Oschmann/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 44.

[836] *V. Oschmann/J. Vollprecht, in:* M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 56 ff.; speziell für Palmöl siehe *U. Ehricke,* Förderungsfähigkeit der Verwendung von Palmöl zur Stromerzeugung nach § 8 EEG, ZNER 2007, S. 137 (140 f.).

[837] Dieses gehörte schon im Jahr 2007 zu den weltweit wichtigsten Pflanzenölen, *U. Ehricke,* Förderungsfähigkeit der Verwendung von Palmöl zur Stromerzeugung nach § 8 EEG, ZNER 2007, S. 137 (137).

[838] Siehe u.a. http://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/steigende-rohstoffpreise-teller-oder-tank-11852811.html (17.02.2015); *E. Gawel/G. Ludwig,* The iLUC dilemma: How to deal with indirect land use changes when governing energy crops?, Land Use Policy 28 (2011), S. 846 (846 ff.).

(5) Bestandsanlagen nach EEG 2000

Im Geltungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2000 fällt die flüssige Biomasse unter die allgemeine Vergütungsvorschrift des § 5 EEG 2000. Dieser umfasst, ohne weitere Anforderungen zu stellen, die Stromerzeugung aus Ausgangsstoffen wie bspw. Zucker- und Stärkepflanzen (u.a. Mais oder Zuckerrübe) oder ölhaltigen Pflanzen (wie Raps oder Sonnenblumen)[839], die zur Herstellung von Bioethanol und Biodiesel dienen.

b. Planungsrechtliche Instrumente

Die für die Standortplanung von Biomasseanlagen zur Erzeugung von Strom (und ggf. Wärme) aus gasförmiger Biomasse einschlägigen planungsrechtlichen Regelungen im Raumordnungsrecht und Bauplanungsrecht wurden bereits oben dargestellt. Im Folgenden sollen davon abweichende Vorgaben für feste Biomasse betrachtet werden.

Raumordnungsrechlich wird bei den Grundsätzen des § 2 Abs. 2 ROG nicht nach der Art der eingesetzen Biomasse unterschieden. Es ergeben sich daher keine Abweichungen. Gleiches gilt für die Ebene der Bauleitplanung.

3. Transport der Wärme

Beim Transport von Wärme, die aus flüssiger Biomasse erzeugt wurde, ergeben sich keine Besonderheiten zu den Regelungen betreffend gasförmiger Biomasse (dazu oben unter D.III.3.).

4. Nutzung der erzeugten Energie

a. Ordnungsrechtliche Instrumente

Ordnungsrechtliche Instrumente finden sich auch beim Einsatz von flüssiger Biomasse im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz (a.), der Energieeinsparverordnung 2014 (b.) und der 1. Bundes-Immissionsschutzverordnung (c.).

(1) EEWärmeG

Auch nach dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz eignet sich flüssige Biomasse, um der Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Deckung des Wärme-/Kälteenergiebedarfs nach § 3 Abs. 1 EEWärmeG nachzukommen, § 5 Abs. 3 Nr. 1 EEWärmeG. Für eine Berücksichtigung müssen allerdings drei Voraussetzungen erfüllt werden. Zunächst sieht das Gesetz vor, dass bei einer Erfüllung der Nutzungspflicht mit flüssiger Biomasse diese einen Mindestanteil von 50 Prozent ausmachen muss, § 5 Abs. 3 EEWärmeG.

[839] *E. Brandt/J. Reshöft/S. Steiner* (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 5 Rn. 8.

Außerdem findet eine Anrechnung lediglich dann statt, wenn die Nutzung in einem Heizkessel erfolgt, der der besten verfügbaren Technik entspricht, Nr. II.2.a) Anlage zum EEWärmeG[840]. Eine zwingende Kraft-Wärme-Kopplungs-Nutzung, wie dies bei der gasförmigen Biomasse der Fall ist, besteht für flüssige Biomasse aufgrund unterschiedlicher effizienztechnischer Innovationsstufen nicht[841]. Schließlich setzt auch das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz für flüssige Biomasse die Einhaltung der Nachhaltigkeitsvorschriften der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung voraus, Nr. II.2.b) aa) Anlage zum EEWärmeG[842].

Soll flüssige Biomasse für die Nutzungspflicht des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes angerechnet werden, sind demnach drei Nachweise zu erbringen. Zunächst besteht gem. § 10 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 iVm. Abs. 2 Nr. 1 EEWärmeG eine besondere Nachweispflicht über die Einhaltung des Mindestanteils für die Nutzung flüssiger Biomasse. Diese besteht aus einer Abrechnung des Brennstofflieferanten. Zusätzlich ist der technische Nachweis nach Nr. II.2.c) der Anlage zum EEWärmeG durch einen Sachkundigen nach § 2 Abs. 2 Nr. 3, den Anlagenhersteller oder den Fachbetrieb, der die Anlage eingebaut hat, zu erbringen. Schließlich bedarf es eines Nachhaltigkeitsnachweises nach Nr. II.2.c) der Anlage zum EEWärmeG.

(2) Energieeinsparverordnung

Bei der Nutzung von flüssiger Biomasse zur Wärmeversorgung ist, wie bei der gasförmigen Biomasse (s.o. D.III.4.a.(2)), Ziff. 2.1.1 der Anlage 1 zur EnEV 2014 von Bedeutung. Bei der Berechnung des Jahres-Primärenergiebedarfs als Primärenergiefaktor für flüssige Biomasse ist danach der Wert für den nicht erneuerbaren Anteil „Heizöl EL“, mithin 1,1 zu verwenden. Damit wird flüssige Biomasse nicht gegenüber fossilen Brennstoffen begünstigt. Lediglich, wenn die flüssige Biomasse im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit dem Gebäude erzeugt wird, kann für den nicht erneuerbaren Anteil der Wert 0,5 verwendet werden. Auch für die flüssige Biomasse stellt dies ein Hemmnis für den Transport dar, da nur am Ort der Erzeugung der „bessere“ Primärenergiefaktor von 0,5 angesetzt werden kann. Bei räumlichem Zusammenfallen von Erzeugung und Einsatz flüssiger Biomasse zur Wärmeversorgung bietet die Energieeinsparverordnung 2014 damit jedoch eine Begünstigung gegenüber fossilen Brennstoffen.

(3) Immissionsschutzrecht

Flüssige Biomasse unterfällt in ihren verschiedenen Arten der 1. Bundes-Immissionschutzverordnung, die in § 3 Nr. 9 „Methanol, Ethanol, naturbelassene Pflanzenöle oder Pflanzenölmethylester“ als in Feuerungsanlagen zulässigerweise einsetzbare Brennstof-

[840] Zum Zeitpunkt des Erlasses des EEWärmeG war dies die Verbrennung in Brennwertkesseln gem. § 2 Nr. 11 EnEV (sog. Brennwerttechnologie), die auch der Gesetzgeber in der Begründung erwähnt, BR-Drs. 9/08, S. 50.
[841] *G. Wustlich,* in: T. Müller/V. Oschmann/G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 5 Rn. 99.
[842] D.VI.2.

fe aufführt. Sie wird dabei den leichten Heizölen zugeordnet, sodass die Regelungen in den §§ 6-11 1. BImSchV grundsätzlich anwendbar sind.

§ 6 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 1. BImSchV bezieht sich ausdrücklich auf Heizöle iSd. § 3 Nr. 9 und schreibt die Einhaltung bestimmter Abgaswerte an Stickstoffoxiden je nach Nennwärmeleistung des Kessels vor. Die Vorgabe eines Mindest-Nutzungsgrads von 94 Prozent in § 6 Abs. 2 1. BImSchV gilt allgemein für Ölheizungen, daher auch für Bioöle. Ebenso sind die Anforderungen in den §§ 7 bzw. 8 1. BImSchV für die verschiedenen Brennertypen allgemein auf „Ölfeuerungsanlagen" bezogen und gelten daher auch für den Einsatz von flüssiger Biomasse. Gleiches gilt für die zulässigen Abgasverluste nach § 10 1. BImSchV. Mit einem ausdrücklichen Bezug erneut auf die Brennstoffe des § 3 Nr. 9 1. BImSchV sieht § 11 1. BImSchV weitere Emissions-Anforderungen für Gasfeuerungsanlagen im Leistungsbereich zwischen 10 und 20 Megawatt vor. In § 14 Abs. 3 Nr. 3 1. BImSchV findet sich schließlich für Methanol und Ethanol (nicht für naturbelassene Pflanzenöle oder Pflanzenölmethylester) – wie bei der gasförmigen Biomasse – eine Privilegierung bei der Überwachung neuer und wesentlich geänderter Feuerungsanlagen.

b. Planungsrechtliche Instrumente

Bei den planungsrechtlichen Instrumenten ergibt sich, soweit erkennbar, lediglich eine Besonderheit zu den die gasförmige Biomasse betreffenden Regelungen in § 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB. Nach dieser Vorschrift können u.U. Emissionswerte für Heizungsanlagen festgesetzt werden, die beim Einsatz von festen (und flüssigen) Brennstoffen gelten. Diese Möglichkeit ist, wie bei der festen Biomasse erörtert, in der Rechstprechung im Hinblick auf die erforderliche Bestimmtheit des Verbots jedoch streitig und ohne konkreten Bezug zu Brennstoffen biogenen Ursprungs.

5. Energieerzeugung mobil – Biokraftstoffe

Der Kraftstoff- oder Verkehrssektor ist derzeit der einzige, bei dem ausschließlich Biomasse als erneuerbare Energie zum Einsatz kommen kann, da die Elektromobilität noch nicht marktfähig ist[843]. Dennoch steht dieser Sektor nicht im Fokus dieses Vorhabens, sodass hier nur überblicksartig darauf eingegangen wird. Im Folgenden wird, nach einer Einordnung in die rechtlichen Vorgaben seitens der Europäischen Union, insbesondere der beachtliche Systemwechsel bei der Unterstützung zur Nutzung von flüssiger Biomasse als Biokraftstoff im Verkehrssektor dargestellt.

[843] *S. Schlacke/A. Schmeichel*, Ansätze zur effizienten Nutzung von Biomasse im Recht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 79 (92).

a. Biokraftstoffstrategie der Europäischen Union

Die nationalen Regelungen zum Umgang mit Biokraftstoffen bzw. Bioheizkraftstoffen sind Ergebnis europäischer Ziele und Vorgaben in diesem Bereich. Diesbezüglich hat sich die Union ursprünglich das Ziel gesetzt, Produktion und Verbrauch von Biokraftstoffen in- und außerhalb Europas iSd. europäischen Energie- und Klimapolitik voranzutreiben[844]. Schon im Vorfeld wurden am 8. Mai 2003 die Richtlinie 2003/30/EG (Biokraftstoffrichtlinie)[845] und am 27. Oktober 2003 die Richtlinie 2003/96/EG (Energiesteuerrichtlinie) erlassen. Erstere enthielt Vorgaben dazu, welche Mengen an Biokraftstoffen in den Mitgliedstaaten in Verkehr gebracht werden sollen, um auf diese Weise deren Verwendung im Mobilitätssektor, vor allem als Beitrag zum Klimaschutz und einer nachhaltigen Energieversorgung[846], zu befördern[847]. Die Energiesteuerrichtlinie hingegen schreibt, iSd. Binnenmarktziels der Union, europaweit einheitliche Mindeststeuerbeträge für Energieerzeugnisse vor[848].

Mit Einführung der Richtlinie 2009/28/EG vom 23. April 2009 fand allerdings eine Modifikation der bestehenden Biokraftstoffziele statt. Auf explizite Mengenvorgaben für Biokraftstoffe wird in der Richtlinie verzichtet, vielmehr ist die Union dazu übergegangen, verbindliche Erneuerbare-Enegien-Ziele für den gesamten Verkehrssektor von 10 Prozent bis 2020 zu fordern[849], wovon bspw. auch Elektromobilität erfasst wird. Der genaue Zielerreichungspfad, also mit welchem Anteil Biokraftstoffe ihren Beitrag leisten sollen, ist demnach von den Mitgliedstaaten selbst zu bestimmen. Gleichzeitig wurde die Richtlinie 98/70/EG[850] (Kraftstoffqualitätsrichtlinie) geändert und damit das verbindliche Ziel eingeführt, „bis 2020 die Treibhausgasintensität der im Straßenverkehr und für mobile Geräte und Maschinen eingesetzten Kraftstoffe um 6 zu senken“[851].

Mit Hinweis auf Berechnungen, die negative Umwelt- und Klimafolgen des Anbaus nachwachsender Rohstoffe für die Biokraftstoffherstellung insbesondere in Ländern im lateinamerikanischen und südostasiatischen Raum (diese betreffen vor allem die sog. indirekten

---

[844] Mitteilung der Kommission – Eine EU-Strategie für Biokraftstoffe, KOM(2006) 34 endg., S. 5.

[845] Richtlinie 2003/30/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 08.05.2003 zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor, ABlEU. L 123/42, aufgehoben durch die Richtlinie 2009/28/EG.

[846] *A. Scheidler,* Die Rechtsgrundlagen zur Einführung von Bio-Benzin E10, DAR 2011, S. 66 (66).

[847] *R. Stein/R. Klostermann,* Das deutsche System der Biokraftstoffförderung und das europäische Recht, ZfZ 2008, S. 215 (216).

[848] Erwägungsgrund 2 ff. der Richtlinie 2003/96/EG.

[849] Art. 3 IV Richtlinie 2009/28/EG. Im Jahr 2011 betrug der Anteil 5,6 % am Gesamtenergievebrauch im Verkehrssektor.

[850] Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates v. 08.10.1998 über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 93/12/EWG des Rates, ABlEU. L 350.

[851] Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie 98/70/EG über die Qualität von Otto- und Dieselkraftstoffen und zur Änderung der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, COM(2012) 595 final, S. 2.

Landnutzungsänderungen[852]), hervorheben, kündigte die Kommission einen erneuten Umschwung bei der unionsweiten Biokraftstoffnutzung an[853]. Hierbei berücksichtigt sie die Emissionen, die durch indirekte Landnutzungsänderungen freigesetzt werden und die an anderer Stelle eingesparte Treibhausgasemissionen teilweise oder ganz aufheben können[854]. Die Vorschläge zielen darauf ab, den Einsatz von Biokraftstoffen aus Nahrungsmittelpflanzen (Biokraftstoffe der 1. Generation) zu begrenzen, indem ihr Anteil auf höchstens 5 Prozent am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor im Jahr 2020 festgelegt wird. Gleichzeitig sollen Kraftstoffe, welche aus Abfällen und Reststoffen sowie in besonders innovativen Verfahren (insbesondere Kraftstoff aus Algen und Stroh) hergestellt werden, mehrfach auf die Zielmarke der Richtlinie 2009/28/EG angerechnet werden[855]. Tatsächlich führen diese Regelungen allerdings nicht dazu, dass der Beitrag der Biokraftstoffe zur Erreichung der Klimaziele erhöht, sondern deren Anteil faktisch auf 5 Prozent am Endenergieverbrauch im Verkehrssektor begrenzt wird.

Der Energieministerrat der Union hat sich schließlich im Juni 2014 auf einen Kompromiss geeinigt, in welcher Weise Biokraftstoffe zukünftig in Europa gefördert werden sollen. Neben der Mehrfachanrechnung von Biokraftstoffen spezieller Art (Biokraftstoffe der 2. Generation) auf das 10-Prozent-Ziel der Richtlinie 2009/28/EG, sollen nunmehr auch der Strom im Schienenverkehr sowie der Strom im Straßenverkehr dieser Regelung unterliegen. Außerdem sollen die Mitgliedstaaten verpflichtet werden, jährlich einen Bericht an die Kommission über iLUC-Werte von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse zu liefern[856]. Auf Grundlage dieser Berichte hat dann die Kommission der ihrerseits auferlegten jährlichen Berichtspflicht nachzukommen. Schließlich wurde beschlossen, den Anteil von Biokraftstoffen aus Anbaubiomasse im Verkehrssektor am 10-Prozent-Ziel der Richtlinie 2009/28/EG auf 7 Prozent zu deckeln. Bei der Vorgabe, dass 0,5 Prozent der Energie im Verkehrssektor aus Biokraftstoffen stammen soll, die nicht aus Anbaubiomasse hergestellt wurden, handelt es sich lediglich um einen nicht verpflichtenden Richtwert.

b. Nationale Förderstrategie Biokraftstoffe

Auch das System der nationalen Biokraftstoffförderung hat im Laufe der Zeit einen Wandel vollzogen. Dies insbesondere infolge der kritischen ökologischen Beurteilung sowie im Hin-

[852] Report from the Commission on indirect land-use change related to biofuels and bioliquids, COM(2010) 811 final.
[853] COM(2012) 595 final.
[854] COM(2012) 595 final, S. 2 f.
[855] COM(2012) 595 final, S. 16.
[856] Eine Revisionsklausel soll hierbei sicherstellen, dass die Werte auch im Nachhinein an den aktuellen Stand wissenschaftlicher Erkenntnisse angepasst werden können.

blick auf die Entlastung des öffentlichen Haushalts[857], die den Gesetzgeber zu Anpassungen gezwungen haben.

Während ursprünglich eine vollständige Steuerbefreiung für Biokraftstofferzeugnisse im Mineralölsteuergesetz (MinöStG[858]) vorgesehen war[859], greift das Mittel der finanziellen Förderung durch Steuerbegünstigungen mittlerweile nur noch sehr eingeschränkt[860]. Parallel zur sukzessiven Absenkung der finanziellen Besserstellungen im Energiesteuergesetz, wurde in das Bundes-Immissionsschutzgesetz eine ordnungsrechtliche Quotenpflicht für Biokraftstoffe eingeführt, die einen wachsenden Mindestanteil für deren Beimischung zu Otto- und Dieselkraftstoffen vorsieht, die jedoch aus Gründen der Einfachheit an das bestehende energiesteuerliche System anknüpft[861] (§ 37a Abs. 1 Satz 2 BImSchG)[862]. Dieser Systemwechsel hat keinen europarechtlichen Ursprung, denn hinsichtlich der Umsetzung der Pflichten aus der RL 2003/30/EG belässt die Union den Mitgliedstaaten einen sehr weiten Spielraum[863].

Nach derzeitiger Rechtslage gelten demnach die Anreize des Energiesteuergesetzes ausschließlich für reine Biokraftstoffe, wohingegen deren Beimischung nur noch über die Quotenregelung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes gefördert wird. Begründet wird dieser Systemwechsel damit, dass der Ausbau der Biokraftstoffe „auf eine[r] tragfähige[n] Basis“[864] erfolgen soll. Außerdem könnten auf diese Weise Subventionen abgebaut und ein Beitrag zur Konsolidierung des Bundeshaushalts geleistet werden[865]. Die rechtliche Systematik, um das Ziel steigender Biokraftstoffanteile am Gesamtbedarf zu erreichen, wurde somit auf ein „instrument direkter Verhaltenssteuerung“[866] umgestellt.

Auch innerhalb der Regelungen zur Quotenpflicht erfolgt ab dem Jahr 2015 ein Systemwechsel. Gelten die vorgeschriebenen Anteile an Biokraftstoffen bis Ende 2014 noch als energetische Einzel- bzw. Gesamtquoten, d.h. bezogen auf den Energiegehalt, so wird ab dem Jahr

---

[857] *H. Jarass,* BImSchG, 10. Aufl., § 37a Rn. 1.

[858] Mineralölsteuergesetz (MinöStG), Artikel 5 des Gesetzes zur Anpassung von Verbrauchtssteuer- und anderen Gesetzen an das Gemeinschaftsrecht sowie zur Änderung anderer Gesetze (Verbrauchssteuer-Binnenmarktgesetz v. 21.12.1992 (BGBl. I S. 2150, 2185, 1993 I S. 169); aufgehoben durch Artikel 3 G. v. 15.07.2006 (BGBl. I S. 1534).

[859] Um den Preisunterschied zu vergleichbaren fossilen Kraftstoffen auszugleichen.

[860] Siehe § 50 EnergieStG.

[861] Zur Kritik hieran *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 1.

[862] *A. Scheidler,* Die gesetzlichen Regelungen zur Biokraftstoffquote, DAR 5/2008, S. 255 (255).

[863] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer, Umweltecht, 73. EGL, August 2014, Vor § 37a BImSchG Rn. 2.

[864] *R. Stein/R. Klostermann,* Das deutsche System der Biokraftstoffförderung und das europäische Recht, ZfZ 2008, S. 215 (216).

[865] BT-Drs. 16/2709.

[866] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer, Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, Vor § 37a BImSchG Rn. 2.

2015 eine Gesamtquote für den Mindestanteil an Otto- und Dieselkraftstoff, die sich am Treibhausgasanteil (Treibhausgasminderungsquote) bemisst, eingeführt.

Die Ausgestaltung der Regelungen des Energiesteuergesetzes sowie des Bundes-Immissionsschutzgesetzes zur steuerlichen Behandlung von Biokraftstoffen sowie zu den Quotenpflichten soll im Folgenden näher dargestellt werden.

c. Finanzielle Anreize

Auf den im Jahr 2003 eingeführten § 2a MinöStG, der zunächst eine vollumfängliche Steuerbefreiung für Biokraftstoffe vorsah und wenige Monate später auf Bioheizkraftstoffe erweitert wurde, folgte mit Ersetzen des Mineralölsteuergesetzes durch das Energiesteuergesetz 2006 eine signifikante Änderung der Rechtslage. An die Stelle des § 2a MinöStG trat nunmehr § 50 EnergieStG, der für Biodiesel und Pflanzenöle eine nur noch teilweise Steuerbefreiung vorsah[867]. Als Begründung wurde angeführt, dass durch die Steuerbegünstigungen eine Überkompensation der Mehrkosten für die Herstellung der in Frage stehenden Biokraftstoffe erreicht sei[868]. Es folgte am 1. Januar 2007 – neben der Ergänzung der §§ 37a bis 37d BImSchG im Bundesimmissionsschutzgesetz durch das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQuG), womit die Mineralölwirtschaft verpflichtet wird, einen jährlich ansteigenden Anteil an Biokraftstoffen, entweder durch Beimischung oder in Reinform, in den Verkehr zu bringen – die Neufassung des § 50 EnergieStG, der seitdem Steuerentlastungen nur noch sehr eingeschränkt für reine Biokraftstoffe gewährt. Beigemischte Biokraftstoffe werden nur noch über die Quotenregelungen gefördert.

Gem. § 50 Abs. 1 EnergieStG können auf Antrag bestimmte nach § 2 Abs. 1 und 2 EnergieStG zu versteuernde Biokraftstoffe entlastet werden. Diese sind untergliedert in besonders förderungswürdige Biokraftstoffe (sythetische Kohlenwasserstoffkraftstoffe, Bioethanol, Bioethanol mind. 70 Prozent-Vol.) bzw. nicht besonders förderungswürdige Biokraftstoffe (Biodiesel, Pflanzenöl, Biogas)[869]. Eine Ausnahme gilt gem. § 50 Abs. 1 Satz 8 EnergieStG, wonach pflanzliche Öle, Biodiesel und Bioethanol mengenmäßig nur in dem Umfang entlastet werden können, in dem bestimmte Mindestanteile an beizumischendem Biokraftstoff nach § 37a Abs. 3 Satz 3 BImSchG überschritten sind[870]. Vollständig ausgeschlossen ist eine Entlastung grundsätzlich gem. § 50 Abs. 1 Satz 4 EnergieStG, sofern die relevanten Energieerzeugnisse auf die Biokraftstoffquoten nach § 37a BImSchG angerechnet werden[871] oder für diese zuvor eine anderweitige direkte staatliche Förderung, sei es im In- oder Ausland, zuteil ge-

[867] *R. Stein/R. Klostermann,* Das deutsche System der Biokraftstoffförderung und das europäische Recht, ZfZ 2008, S. 215 (215).
[868] *R. Stein/R. Klostermann,* Das deutsche System der Biokraftstoffförderung und das europäische Recht, ZfZ 2008, S. 215 (215).
[869] *K. Möhlenkamp,* in: dies./K. Milewski (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 50 EnergieStG Rn. 2 ff.
[870] *R. Reuter,* in: B. Khazzoum/C. Kudla/R. Reuter (Hrsg.), Energie und Steuern, 1. Aufl., S. 147.
[871] Gilt für Biodiesel, Pflanzenöl, Bioethanol mind. 70 Vol.-% und Biogas.

worden ist und keine Ausgleichs- und Antidumpingzölle erhoben wurden, § 50 Abs. 1 Satz 5 EnergieStG. Außerdem gelten für alle gasförmigen und flüssigen Biokraftstoffe des § 50 EnergieStG gem. § 1 Nr. 2 BioKraft-NachV die Nachhaltigkeitsanforderungen dieser Verordnung[872].

Die steuerliche Besserstellung für besonders förderungswürdige Biokraftstoffe ist bis zum 31. Dezember 2015 – ohne derzeitige Aussicht auf Verlängerung – befristet, § 50 Abs. 2 EnergieStG. Wohingegen gem. § 50 Abs. 3 Satz 4 Nr. 1 und 2 EnergieStG die dort genannten nicht besonders förderungswürdigen Biokraftstoffe weiterhin teilweise Entlastungen geltend machen können. Diese gelten ab dem 1. Januar 2013 unbefristet.

d. Ordnungsrecht

Mit dem Inkrafttreten des Biokraftstoffquotengesetzes vom 18. Dezember 2006 gelten seit dem 1. Januar 2007 auch die hierdurch neu eingefügten §§ 37a bis 37d BImSchG. Diese stellen die ordnungsrechtliche Verpflichtung der Mineralölwirtschaft dar, einen bestimmten Mindestanteil an Biokraftstoffen[873] bezogen auf die gesamte jährliche Absatzmenge an Diesel- und Ottokraftstoffen in den Verkehr zu bringen[874]. Im Jahr 2009 fand eine Anpassung der Vorschriften zur Biokraftstoffquote[875] statt, mit welcher die geplante Anhebung der gesetzlichen Quoten zeitlich hinausgeschoben und diese insgesamt nach unten korrigiert wurden. Darüber hinaus fand mit dieser Gesetzesänderung die Umstellung der Berechnung der Quoten ab dem Jahr 2015 vom Energiegehalt auf den Treibhausgasminderungsbeitrag statt[876]. Ergänzt werden die Vorschriften durch die auf Grundlage des § 37d Abs. 2 BImSchG gestützte, kurz darauf in Kraft getretene 36. Bundes-Immissonschutzverordnung zur Durchführung der Regelungen zur Biokraftstoffquote.

(1) Anwendungsbereich

Hinsichtlich des Anwendungsbereichs der Vorschrift gilt die Verknüpfung mit den Vorschriften des Energiesteuergesetzes zur Verfahrens- und Verwaltungsvereinfachung[877]. Von der Quotenpflicht umfasst werden gem. § 37a Abs. 1 Satz 1 BImSchG nämlich nur Diesel- und Ottokraftstoffe, die nach § 2 Abs. 1 Nr. 1, 4 EnergieStG energiesteuerpflichtig sind. Nach den Vorschriften des Energiesteuergesetzes richtet sich auch – im Gegensatz zu den enstprechenden Begriffsverwendungen im Bundes-Immissionsschutzgesetzes – wann der Kraftstoff

[872] Siehe hierzu D.VI.3.
[873] Zur Begriffsbestimmung siehe C.I.2.d.
[874] *A. Scheider,* Die gesetzlichen Regelungen zur Biokraftstoffquote, DAR 5/2008, S. 255 (255).
[875] Gesetz zur Änderung und Förderung von Biokraftstoffen v. 15.07.2009 (BGBl. I. S. 1804).
[876] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, Vor § 37a BImSchG Rn. 6a; *A. Scheidler,* Die Rechtsgrundlagen zur Einführung von Bio-Benzin E10, DAR 2011, S. 66 (67).
[877] *H. Jarass,* BImSchG, 10. Aufl., § 37a Rn. 4a.

in den Verkehr gebracht wurde[878]. Dies ist danach[879] mit dem Zeitpunkt des Entstehens der Energiesteuer der Fall, § 37a Abs. 1 Satz 2 BImSchG[880].

(2) Inhalt der Quotenpflicht bis Ende 2014

Die Quotenpflicht des § 37a Abs. 2 BImSchG gliedert sich in eine Einzelquote für die jeweilige Art des Kraftstoffs sowie eine Gesamtquote, die durch alle hiervon umfassten und in den Verkehr gebrachten Kraftstoffe erfüllt werden muss. Ursprünglich sollten hiermit die Quotenvorgaben der Richtlinie 2003/30/EG umgesetzt werden, die einen Anteil von Otto- und Dieselkraftstoff im Verkehrssektor von 5,75 Prozent vorsah[881]. Hierüber gehen die Vorschriften des Bundes-Immissionsschutzgesetzes in zweierlei Hinsicht hinaus: zum einen sind die Quoten des § 37a BImSchG höher als in der Richtlinie, zum anderen wird auf die Beschränkung auf den Verkehrssektor im Bundes-Immissionsschutzgesetz verzichtet[882]. Nach Inkrafttreten der Richtlinie 2009/28/EG, deren Anteile erneuerbarer Energien im Verkehrssektor die der Richtlinie 2003/30/EG abgelöst haben, beziehen sich die Vorgaben der §§ 37a bis 37f BImSchG auf deren Mindestbeiträge für erneuerbare Energien[883].

Die Einzelquoten für Dieselkraftstoffe in § 37a Abs. 3 Satz 1 BImSchG sehen einen Anteil von diesen ersetzenden Biokraftstoffen bis Ende 2014 von 4,4 Prozent vor. Gem. § 37 Abs. 3 Satz 2 BimSchG gelten für Ottokraftstoffe Anteile von 1,2 Prozent im Jahr 2007, 2 Prozent im Jahr 2008 und 2,8 Prozent jeweils für die Jahre 2009 bis 2014. Über die getrennten Quoten soll insbesondere sichergestellt werden, dass in beiden Sektoren des Kraftstoffmarktes ein Beitrag zu den Zielen der Verpflichtungen geleistet wird[884]. § 37a Abs. 3 Satz 3 BImSchG enthält darüber hinaus eine Gesamtquote für den insgesamt vom Verpflichteten in Verkehr gebrachten Diesel- und Ottokraftstoff, welche im Jahr 2009 5,25 Prozent betrug sowie für die Jahre 2010 bis 2014 jeweils 6,25 Prozent. Diese Gesamtquote kann im Ergebnis dazu führen, dass sich die Einzelquoten für die Verpflichteten noch einmal erhöhen. Dies insbesondere dann, wenn sie ausschließlich entweder Otto- oder Dieselkraftstoff in den Verkehr bringen. In diesem Fall gilt ab dem Jahr 2009 ausschließlich die Gesamtquote des § 37a Abs. 3 Satz 3 BIm-

[878] *H. Jarass,* BImSchG, 10. Aufl., § 37a Rn. 4.
[879] § 8 I, § 9 I, § 9a IV, § 15 I oder II auch jeweils iVm. § 15 IV, § 19b I, § 22 I oder § 23 I oder II EnergieStG.
[880] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 4.
[881] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 8.
[882] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 8.
[883] *H. Jarass,* BImSchG, 10. Aufl., § 37a Rn. 3.
[884] BT-Drs. 16/2709, S. 21.

SchG[885]. Im Übrigen kann für die Erfüllung der Quotenpflicht auf den Kraftstoff zurückgegriffen werden, dessen „Absatz aus wirtschaftlicher Sicht am günstigsten erscheint“[886].

Für die Berechnung des Anteils der Biokraftstoffe ist Bezugsgröße der Energiegehalt der Kraftstoffe, welche standardisiert werden können, § 37b Satz 14 BImSchG[887]. Als Berechnungsgrundlage dient die Gesamtmenge an abgesetzten fossilen Kraftstoffen inklusive Biokraftstoffe. Herausgerechnet werden jedoch diejenigen Kraftstoffmengen, für die bereits eine Steuerentlastung nach § 46 Abs. 1 Satz 1 Nr. 1 oder § 47 Abs. 1 Nr. 1 oder Nr. 2 EnergieStG gewährt wurde, § 37a Abs. 3 Satz 6 BImSchG[888]. § 37b BImSchG legt fest, welche Stoffe unter die Bezeichnung Biokraftstoffe fallen. Hierzu zählen zunächst grundsätzlich Energieerzeugnisse, die ausschließlich aus Biomasse iSd. Biomasseverordnung bestehen, § 37b Satz 1 BImSchG. Gemische aus Biokraftstoffen mit bspw. fossilen Kraftstoffen gelten zu dem Anteil als Biokraftstoffe, wie sie solche enthalten, § 37b Satz 2 BImSchG. Weiterhin gelten besondere Voraussetzungen für die Beschaffenheit bestimmter Biokraftstoffsorten, § 37b Sätze 3 bis 6 BImSchG.

Der § 37a BImSchG sieht mehrere Möglichkeiten des Verpflichteten vor, seiner Quotenverpflichtung nachzukommen. Zum einen ist dies das Inverkehrbringen durch den Verpflichteten selbst durch den Absatz reinen Biokraftstoffs oder durch die Beimischung zu anderen Kraftstofferzeugnissen, § 37a Abs. 4 BImSchG. Außerdem besteht auf Antrag die Option, Biokraftstoffmengen, die die Mindestquote eines Jahres überschreiten, auf die Quote des nächsten Jahres zu übertragen, § 37a Abs. 4 Satz 4 BImSchG. Es handelt sich hierbei um Mittel, größtmögliche Flexibilität im Regime der Biokraftstoffquoten zu schaffen[889].

Daneben kann die Quotenpflicht dergestalt erfüllt werden, dass sie vertraglich auf einen Dritten übertragen wird, § 37a Abs. 4 Satz 2 BImSchG. Dies ist insbesondere dann eine Alternative, wenn sich die Erfüllung für den Dritten wirtschaftlich lohnender darstellt[890]. Der Vertrag hierüber bedarf der Schriftform, § 37a Abs. 4 Satz 2 BImSchG. Außerdem hat er weitere Einzelheiten zu den genauen Modalitäten der Pflichterfüllung zu enthalten, § 37a Abs. 4 Satz 3 BImSchG. Die rechtliche Wirkung der Übertragung ist gesetzlich nicht eindeutig bestimmt, allerdings spricht der Wortlaut des Gesetzes („Übertragung der Erfüllung der Verpflichtung“) für die Auslegung als Durchführungsübertragung, bei der – im Gegensatz zur Verpflichtungs-

[885] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 9.
[886] *H. Jarass,* Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 (519); BT-Drs. 16/2709, S. 21.
[887] Demgemäß kann das Bundesministerium der Finanzen den Energiegehalt der verschiedenen Biokraftstoffe sowie Änderungen des Energiegehalts bekanntgeben.
[888] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 10.
[889] *A. Scheidler,* Die gesetzlichen Regelungen zur Biokraftstoffquote, DAR 2008, S. 255 (257); *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 12.
[890] *H. Jarass,* Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 (522).

übertragung, die den Verpflichtenen schon mit Abschluss des Vertrages von der Erfüllung befreit – dies erst dann der Fall ist, wenn der Dritte den vertraglichen Pflichten vollständig nachgekommen ist[891]. Auf diese Weise trifft den ursprünglichen Quotenverpflichteten allerdings ein nicht unerhebliches Risiko, da er die Erfüllung des Vertrages nur sehr eingeschränkt kontrollieren kann[892].

Schließlich kann auch im Mobilitätssektor genutztes, auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas auf die Einzelquote für Ottokraftstoffe sowie auf die Gesamtquote angerechnet werden, sofern bestimmte Qualitätsstandards eingehalten werden, § 37a Abs. 4 Satz 1 BImSchG.

Durchgesetzt wird die Einhaltung der Quotenregelungen zum einen über die Verhängung von Mitteilungspflichten, § 37c Abs. 1 BImSchG, zum anderen über das Festsetzen einer Abgabe, die sich nach dem Energiegehalt der Fehlmenge des Biokraftstoffs berechnet, § 37c Abs. 2 BImSchG. Die genauen Sätze enthalten § 37c Abs. 2 Sätze 2 bis 4 BImSchG. Für die künftig anzuwendenden Treibhausgasminderungsquoten werden sie gem. § 37c Abs. 2 Satz 5 BImSchG errechnet „unter der Annahme, dass das Treibhausgas-Verminderungspotenzial der Fehlmenge pro Energieeinheit so hoch gewesen wäre, wie die durchschnittliche Treibhausgasminderung pro Energieeinheit aller Biokraftstoffe, die im Vorvorjahr in Deutschland zur Erfüllung von Verpflichtungen nach § 37a Abs. 1 Satz 1 und 2 in Verbindung mit § 37a Abs. 3a in den Verkehr gebracht wurden“. Die Abgabe ist danach so angelegt, dass es sich für den Verpflichteten wirtschaftlich sinnvoller darstellt, die Quotenpflicht einzuhalten, als es auf einen Verstoß ankommen zu lassen[893]. Im Fall der Übertragung der Pflicht auf einen Dritten, werden Sanktionen nicht etwa gegen diesen verhängt, sondern gegen den ursprünglich Verpflichteten, § 37c Abs. 2 Satz 5 BImSchG. So wird verhindert, dass sich dieser seiner Pflicht entzieht, indem er diese einem eventuell „nicht leistungswillige[n] oder nicht leistungsfähige[n] Dritte[n]“[894] überträgt.

Nachdem § 7 der 36. BImSchV am 24. Juni 2011[895] geändert wurde, ist es nunmehr außerdem möglich, dass bestimmte Biokraftstofferzeugnisse im Rahmen der Biokraftstoffquotenerfüllung doppelt angerechnet werden. Hierunter fallen in erster Linie sog. Biokraftstoffe der 2. Generation, also solche, die aus bspw. Abfällen und Reststoffen oder zellulosehaltigem Non-Food-Material bestehen[896]. Hierdurch soll die Verwendung dieser Biokraftstoffarten im Gegensatz zu solchen aus Nahrungs- und Futtermittelpflanzen, wie Soja und Raps gefördert

[891] Näher hierzu siehe *H. Jarass,* Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 (522); *R. Stein/A. Thoms,* Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 273.
[892] *H. Jarass,* Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 (522).
[893] BT-Drs. 16/2709, S. 23.
[894] *A. Scheidler,* Gesetzliche Regelungen zur Biokraftstoffquote, DAR 2008, S. 255 (258).
[895] Erste Verordnung zur Änderung der Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote v. 17.06.2011 (BGBl. I S. 1105).
[896] *P. Schütte/M. Winkler,* Aktuelle Entwicklungen im Bundesumweltrecht, ZUR 2011, S. 443 (444); *R. Stein/A. Thoms,* Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 267.

werden. Dies kann u.a. zu einer Steigerung des Klimaschutzbeitrags sowie einer Entschärfung von Nutzungskonkurrenzen und einem erhöhten Flächendruck durch den massiven Anbau von Energiepflanzen entgegenwirken.

(3) Inhalt der Quotenpflicht ab 2015

Ab dem Jahr 2015 ändert sich die Quotenpflicht für Biokraftstoffe erneut und es gilt § 37a Abs. 3a BImSchG. Demnach gilt als Bezugsgröße nicht mehr der Energiegehalt der Kraftstoffe, sondern deren Treibhausgasminderungsquote gemessen an der gesamten in den Verkehr gebrachten Menge an Otto- und Dieselkraftstoffen zuzüglich der Biokraftstoffe. Auf Grundlage der Verordnungsermächtigung des § 37d Abs. 2 Nr. 3 und 4 BImSchG ist die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung erlassen worden, die in § 8 Abs. 1 BioKraft-NachV festlegt, welches Treibhausgasminderungspotential Biokraftstoffe gegenüber fossilen Kraftstoffen aufweisen müssen. Die genaue Berechnung richtet sich dabei nach Anlage 1 zur BioKraft-NachV[897]. Der Wechsel hin zur Treibhausgasminderungsquote wird mit dem Hinweis auf den Klimaschutzbeitrag der Biokraftstoffe begründet[898].

In § 37a Abs. 3a BImSchG ist eine Minderungsquote ab 2015 von 3 Prozent festgeschrieben, ab dem Jahr 2017 steigt diese auf 4,5 Prozent und ab 2020 soll diese 7 Prozent betragen. 2014 wurde im Bundeskabinett der Entwurf für ein Zwölftes Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes gebilligt[899], welches insbesondere eine Änderung der Treibhausgasminderungsquoten für Biokraftstoffe vorsieht. Demnach soll ab dem 01. Januar 2015 eine Quote von 3,5 Prozent gelten. Die nächste Stufe beträgt 2017 4 Prozent an Treibhausgaseinsparungen und schließlich soll ab dem Jahr 2020 eine Quote von 6 Prozent gelten.

Es wird jedoch befürchtet, dass aufgrund mangelhafter Nachhaltigkeitskontrollen Biokraftstoffe auf den Markt gelangen, die mit falschen Angaben zum Treibhausgasminderungspotential ausgezeichnet sind. Mit Blick hierauf werden möglicherweise stärkere Kontrollen und Nachweispflichten erforderlich, um dem Sinn und Ziel der Vorschriften zur Biokraftstoffquote, einen erheblichen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten, zur Durchsetzung zu verhelfen.

---

[897] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37a BImSchG Rn. 10a.

[898] BT-Drs. 16/11131, S. 12.

[899] Abrufbar unter http://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Gesetze/bimschg_12._aenderung_entwurf.pdf (01.08.2014).

(4) Änderung der 10. BImSchV

In Widerspruch zu den Vorschriften der §§ 37a ff. BImSchG zur Biokraftstoffquote, sah die 10. BImSchV[900] in ihrer bis zum 31. Januar 2009 geltenden Fassung eine Begrenzung der jährlich ohne besondere Kennzeichnung zulässigen Beimischungsquote von Biokraftstoffen vor[901]. Unter diesen Umständen wäre eine Erfüllung der Quoten nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetzes nur sehr schwer möglich gewesen. Um diese Inkonsistenz zu beseitigen, war es notwendig, die festgesetzte Höchstquote anzuheben und an die Gesamtquote des § 37a BImSchG anzupassen[902]. Zunächst trat hierfür zum 31. Juli 2009 eine Änderung der 10. Bundes-Immissionsschutzverordnung in Kraft, nach der zunächst der Anteil von Biodiesel in Dieselkraftstoff von fünf auf sieben Volumenprozent gestattet wurde[903]. Auf Grundlage des durch das 9. Bundes-Immissionsschutzgesetz-Änderungsgesetzes[904] eingeführten § 34 Abs. 3 BImSchG wurde schließlich die 10. Bundes-Immissionsschutzverordnung dergestalt geändert, dass insbesondere die Einführung des Bio-Benzin E10 enstprechend den europarechtlichen Vorgaben (Richtlinie 2003/30/EG)[905] durchgesetzt wird.

6. Zwischenfazit flüssige Biomasse

Eine Betrachtung der Regelungen zur flüssigen Biomasse in den einzelnen Sektoren Strom, Wärme/Kälte und Verkehr und deren Entwicklung über die letzten Jahre macht deutlich, dass ein massiver Umschwung hinsichtlich der Verwendung dieses Energieträgers stattgefunden hat. Wurde ursprünglich die Nutzung in allen Energiesektoren durch rechtliche Instrumente gefördert, beschränkt sich diese numehr fast ausschließlich auf den Mobilitätssektor, d.h. den Biokraftstoffbereich. Und auch hier fanden in den letzten Jahren erhebliche Einschnitte statt. Insbesondere aufgrund negativer ökologischer und sozio-ökonomischer Folgen, hervorgerufen durch den stark zunehmenden Anbau von Energiepflanzen (vor allem in Entwicklungsländern), wurden Nachhaltigkeitsanforderungen für flüssige Bioheizstoffe und Biokraftstoffe etabliert, die jedoch gleichzeitig den Zugang zum Markt für diese Produkte erschwerten. Darüber hinaus gilt ab dem Jahr 2015 die Treibhausgasminderungsquote von Biokraftstoffen als relevante Größe bei der Erfüllung der Quotenpflicht nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, womit ebenfalls verstärkt vor allem die Klimaverträglichkeit der Produkte sichergestellt und gleichzeitig die Akzeptanz gesteigert werden soll. Mit Offenbar-

[900] 10. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualität von Kraft- und Brennstoffen – 10. BImSchV) v. 08.12.2010 (BGBl. I S. 1849), zuletzt geändert durch Art. 8 Abs. 1 der Verordnung v. 02.05.2013 (BGBl. I S. 1021).
[901] *A. Scheidler,* Die Rechtsgrundlagen zur Einführung von Bio-Benzin E10, DAR 2011, S. 66 (67).
[902] *A. Scheidler,* Das Neunte Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, NVwZ 2011, S. 1 (2).
[903] *A. Scheidler,* Die Rechtsgrundlagen zur Einführung von Bio-Benzin E10, DAR 2011, S. 66 (67).
[904] Neuntes Gesetz zur Änderung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes v. 26.11.2010 (BGBl. I S. 1728).
[905] Diese sieht vor, dass alle EU-Mitgliedstaaten den maximal zulässigen Ethanol-Anteil im Ottokraftstoff von 5 Vol.-% (E5) auf 10 Volumenprozent (E10) erhöhen müssen.

werden möglicher Nachteile und Risiken bei der Nutzung flüssiger Biomasse im Energiesektor, hat sich somit der Rechtsrahmen dahingehend entwickelt, dass sich deren Verwendung auf den momentan noch sinnvollsten Energiesektor, nämlich den Verkehrsbereich, beschränkt. Dies jedoch ebenfalls mit Vorbehalten zugunsten des Umwelt- und Klimaschutzes.

VI. Querschnittsmaterien

Neben den drei vorgestellten Energiesektoren existieren zwei Querschnittsregelungsmaterien, die aus diesem Grunde hier gesondert erörtert werden. Zum einen ist dies die Kraft-Wärme-Kopplung, die aufgrund ihrer Kombination der Strom- und Wärmerzeugung an der Schnittstelle zwischen dem Strom- und Wärmesektor steht und aufgrund der Überschneidungen und der steigenden Bedeutung für die bundedeutsche Stromerzeugung[906] eine besondere Betrachtung verdient (dazu unter 1.). Zum anderen sind dies Nachhaltigkeitsanforderungen, die zwar vornehmlich für flüssige Biomasse gelten, dennoch aber sektorenübergreifend wirken und vor allem für den Strom- und Kraftstoffsektor von Relevanz sind (dazu unter D.VI.2.).

1. Kraft-Wärme-Kopplung

Für die energetische Nutzung von Biomasse von Bedeutung sind – insbesondere im Hinblick auf „*handgreifliche Wechselwirkungen*“ mit dem Strom- und Wärmemarkt[907] – ferner Fördermaßnahmen für die gemeinsame Erzeugung von elektrischer Energie und Wärme im Wege der Kraft-Wärme-Kopplung. Normativ wird Kraft-Wärme-Kopplung erfasst als „*die gleichzeitige Umwandlung von eingesetzter Energie in elektrische Energie und in Nutzwärme in einer ortsfesten technischen Anlage*.[908]“ Durch die gleichzeitige Nutzung des eingesetzten Brennstoffs sowohl zur Erzeugung von Wärme als auch Strom führt dies im Vergleich zu einer getrennten Erzeugung zu höheren Wirkungsgraden[909], ist wesentlich effizienter, Primärenergieträger werden einspart und dadurch die Treibhausgasbilanz verbessert[910].

[906] Der Anteil der KWK an der gesamten Nettostromerzeugung stieg von 2002 bis 2010 um 1,5% auf 15,4%, vgl. *BMWi/BMU*, Zwischenprüfung des KWKG, 24.11.2011, S. 5, abrufbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/novelle-des-kraft-waerme-kopplungsgesetzes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (11.09.2013).
[907] So *G. Wustlich*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, Einf. EEWärmeG Rn. 22.
[908] So die Legaldefinition in § 3 I S. 1 KWKG.
[909] Der Wirkungsgrad kann doppelt so hoch gegenüber konventionellen Wärmekraftwerken über 80% betragen, vgl. *T. Müller*, in: ders./V. Oschmann/G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 7 Rn. 69.
[910] Vgl. *BMWi/BMU*, Zwischenprüfung des KWKG, 24.11.2011, S. 15.

Für die Kraft-Wärme-Kopplung werden hauptsächlich und zunehmend Blockheizkraftwerke (BHKW) im kleineren bis mittleren Leistungsbereich[911] und Biomasseheizkraftwerke im industriellen Leistungsbereich bis 20 Megawatt elektrischer Leistung[912] eingesetzt. Auch bei der Kraft-Wärme-Kopplung existieren Fördermaßnahmen im weiten Sinne sowohl durch das Ordnungsrecht (1), durch finanzielle Anreize (2) und durch planungsrechtliche Instrumente (3). In diesem Abschnitt werden allein die Instrumente geprüft, die ausschließlich und speziell für die Kraft-Wärme-Kopplung im Zusammenspiel mit Biomasse einschlägig sind[913]. Die relevanten Normwerke werden daher auf Regelungen untersucht, die den kombinierten Einsatz von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung fördern oder fordern.

a. Ordnungsrechtliche Anreize zur Nutzung von Biomasse in KWK

Zunächst existieren für die Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Strom und Wärme/Kälte in Kraft-Wärme-Kopplung ordnungsrechtliche Instrumente auf Bundesebene im einzig einschlägigen Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Die Energieeinsparverordnung, die ansonsten idR. weitere ordnungsrechtliche Vorgaben beim Einsatz von Energieträger zur Wärmeversorgung von Gebäuden macht, hat zum Einsatz von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung keine einschlägigen Regelungen[914]. Die Regelungen im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz beziehen sich hingegen u.a. auf den Einsatz von Biomasse zur Wärmeversorgung von Gebäuden in Kraft-Wärme-Kopplung.

Der Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplungs-Technologie stellt dabei in § 7 EEWärmeG eine der vier abschließend[915] genannten zulässigen Ersatzmaßnahmen zur Erfüllung der Nutzungspflicht nach § 3 EEWärmeG dar. Der Einsatz von erneuerbaren Energieträgern, wie der Biomasse, steht dabei nicht im primären Fokus, da bereits der Einsatz von fossilen Brennstoffen in Kraft-Wärme-Kopplung als effizient und klimaschonend bewertet wird. Die Ersatzmaßnahmen sind eher als Alternative zum Einsatz von erneuerbaren Energien konzipiert[916]. Dennoch ist der Einsatz von u.a. Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung für die Erfüllung der Nutzungspflicht unschädlich und im Fall von Biogas nach Nr. 1 a der Gesetzesanlage II zum EEWärmeG sogar verpflichtend vorgeschrieben. Der Gesetzgeber hat sich für diese Pflicht ent-

[911] So stieg zwischen 2002 und 2010 die Stromerzeugung in kleinen fossilen KWK-Anlagen von 1,9 TWh auf 3,5 TWh und in durch das EEG geförderten biogenen KWK-Anlagen von fast null im Jahr 2004 auf 5,9 TWh im Jahr 2010, vgl. *BMWi/BMU*, Zwischenprüfung des KWKG, 24.11.2011, S. 5.

[912] Die Begrenzung der elektrischen Leistung von Biomasseanlagen erfolgt aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten, da das EEG die Erzeugung von Strom aus Biomasseanlagen nur bis zu einer Leistungsgrenze von 20 MW fördert.

[913] Soweit Instrumente auf den Wärme-, oder Strom- und den KWK-Bereich anwenden lassen, wurden diese bereits unter D.III.2.a. bzw. III.2.b. dargestellt, worauf verwiesen wird.

[914] Kraft-Wärme-Kopplung wird lediglich, ohne jeden Bezug zum Einsatz von Biomasse, genannt, wonach der in KWK erzeugte Strom, der in das Verbundnetz eingespeist wird, mit einem Primärenergiefaktor von 2,8 bei den Berechnungen anzusetzen ist, vgl. Ziff. 2.1.1 S. 6 der Anlage 1 zur EnEV 2014.

[915] *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 7 Rn. 2.

[916] *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 7 Rn. 26.

schieden, weil so sichergestellt werden soll, dass gasförmige Biomasse nur in effizienten Verbrennungsanlagen genutzt wird und einen entsprechend hohen Beitrag zur Erreichung des Gesamtziels zum Ausbau der erneuerbaren Energien leisten kann[917]. Mit Ausnahme der Gesetzesanlage II enthält das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz im Übrigen keine Aussagen zum nicht unerheblichen Verhältnis von erneuerbaren Energien und den Ersatzmaßnahmen[918], insbesondere der Kraft-Wärme-Kopplung.

Als Ersatzmaßnahmen kommt der Einsatz von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung dabei in zwei Varianten in Betracht. Zum einen enthält § 7 Nr. 1 lit. b EEWärmeG iVm. der Gesetzesanlage VI die Möglichkeit, die Nutzungspflicht ersatzweise durch in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme zu erfüllen. Diese Variante zielt auf dezentrale Erzeugungsanlagen ab und normiert, dass der Wärme- und Kälteenergiebedarf des Gebäudes zu mindestens 50 Prozent aus Kraft-Wärme-Kopplung (neben den weiteren Anforderungen der Gesetzesanlage VI[919]) gedeckt werden muss. Ein unmittelbarer Bezug zu Biomasse als Brennstoff findet sich im Gesetz nicht. Mit der Regelung wird vornehmlich der Einsatz von fossilen Brennstoffen in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen adressiert, wobei der Verpflichtete nicht gehindert ist, bspw. Biogas einzusetzen. Welcher (ordnungsrechtliche) Anreiz dafür besteht, ist beim Vergleich der Beschaffungskosten von bspw. Erdgas zu Bioerdgas jedoch nicht erkennbar.

Von größerer Bedeutung für den Einsatz von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung dürfte die Regelung des § 7 Nr. 3 EEWärmeG iVm. der Gesetzesanlage VIII sein, der den Anschluss an zentrale Fernwärmesysteme als weitere Ersatzmaßnahme zulässt. Nach Nr. 1 der Gesetzesanlage VIII ist die Nutzungspflicht dann ersatzweise erfüllt, wenn – biomasserelevant – das Wärmenetz zu einem wesentlichen Anteil aus Erneuerbaren Energien (lit. a)), zu mindestens 50 Prozent aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (lit. b)) oder einer Kombination daraus (lit. c)) gespeist wird. Der Begriff *wesentlich* lässt sich nicht abstrakt bestimmen. Als Richtgröße sollen die Nutzungsanteile nach § 5 EEWärmeG herangezogen werden[920]. Für Biomasse als erneuerbare Energie bedeutet dies mit Blick auf § 5 Abs. 2 EEWärmeG bei gasförmiger Biomasse einen Anteil von mindestens 30 Prozent und nach § 5 Abs. 3 EEWärmeG bei flüssiger und fester Biomasse von mindestens 50 Prozent.

Ohne Biomasse als Brennstoff zur Wärmeversorgung unmittelbar zu adressieren, kann auf Grundlage des § 7 Nr. 3 EEWärmeG daher (auch) Biomasse mittelbar als Ersatzmaßnahme eingesetzt werden. Die Steuerungswirkung dürfte dennoch als gering zu bewerten sein, da der Gebäudeeigentümer weder Einfluss auf die Art der eingesetzten Brennstoffe im Fern-

[917] BR-Drs. 9/08, S. 49.
[918] *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 7 Rn. 29.
[919] Zu beachten ist, dass das Hocheffizienzkriterium der Nr. 1 wegen der Bezugnahme auf § 3 EEWärmeG auch für Biogas-KWK-Anlagen gilt, so *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 7 Rn. 89.
[920] BR-Drs. 9/08, S. 54.

wärmesystem noch eine Wahlmöglichkeit hinsichtlich des Fernwärmenetzes hat, da in aller Regel nur ein Wärmenetz vorhanden ist. Es verbleibt ihm daher nur die Investitionsentscheidung sich an das zur Verfügung stehende Fernwärmesystem anschließen zu lassen oder eine andere Form von Ersatzmaßnahme oder originären Erfüllungsoption des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes zu wählen[921].

In § 5 EEWärmeG iVm. der Gesetzesanlage II werden schließlich technische und ökologische Vorgaben für den Einsatz von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung gemacht. § 5 Abs. 2 EE-WärmeG verweist dabei für den Einsatz gasförmiger Biomasse auf die Maßgaben der Nr.1 der Gesetzesanlage II, nach dessen lit. a) gasförmige Biomasse zwingend in Kraft-Wärme-Kopplung einzusetzen ist, um die Nutzungspflicht von privaten Gebäudeeigentümern zu erfüllen. Flüssige und feste Brennstoffe sind von dieser Vorgabe ausdrücklich nicht erfasst. Grund für die Kraft-Wärme-Kopplungs-Pflicht ist, dass die alleinige Erzeugung von Wärme aus Biogas die energetische Nutzungsform mit der schlechtesten Treibhausgasminderungsbilanz ist[922], die beim Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplung deutlich verbessert und deswegen gefördert wird.

Die öffentliche Hand hat nach Nr. 1 lit. b) der Gesetzesanlage II eine Wahlmöglichkeit zwischen dem Einsatz in einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage oder einem Heizkessel, der der besten verfügbaren Technik entspricht, was derzeit der Brennwertkessel ist. Die Erweiterung trägt dem Umstand Rechnung, dass die Nutzungspflicht für die öffentliche Hand auch für Bestandsgebäude gilt und der Aufwand für die Anschaffung, für die Integration in die vorhandene Technik und für den Betrieb einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage bei bestehenden Gebäuden unverhältnismäßig hoch sein kann[923].

Zusätzlich zu den Anforderungen in Nr. 1 lit. a) und b) der Gesetzesanlage II, und mithin auch beim Einsatz von Biogas in Kraft-Wärme-Kopplung, sind bei einer vorherigen Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und Einspeisung in das Erdgasnetz die technischen Anforderungen in Nr. 1 lit. c) einzuhalten. Dies sind zum einen Vorgaben aus der Anlage 1 des EEG in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung, nämlich dass die Methanemissionen in die Atmosphäre bei der Aufbereitung höchstens 0,2 Prozent betragen dürfen (der sog. Methanschlupf), ein Stromverbrauch für die Aufbereitung von höchstens 0,5 Kilowattstunden pro Normkubikmeter Rohgas sowie die Bereitstellung der Prozesswärme für die Aufbereitung und die Erzeu-

[921] Nach einer Ansicht ist die Bedeutung der Ersatzmaßnahme des § 7 Nr. 3 EEWärmeG gering, da in der Praxis die Nutzung von KWK-Wärme eher über die Nahwärmeversorgung erfolgen soll, vgl. *F. Ekardt/C. Heitmann*, Die Förderung von Biomasse-Wärme und die Auflösung der Biomasse-Ambivalenzen, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller (Hrsg.), Klimaschutz durch Bioenergie, 1. Aufl., S. 139 (147) mit Verweis auf *G. Wustlich*, Das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, NVwZ 2008, S. 1041 (1044). Diese Ansicht vermag nicht zu überzeugen, da in der Praxis in vielen Fällen Fernwärmenetze aus Biomasse(kraft)werken oder in Kombination mit fossilen Kraftwerken gespeist werden.

[922] *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 5 Rn. 60.

[923] BR-Drs. 647/10, S. 98.

gung des Deponie-, Klär- oder Biogases aus erneuerbaren Energien, Grubengas oder aus der Abwärme der Gasaufbereitungs- oder Einspeiseanlage ohne den Einsatz zusätzlicher fossiler Energie. Zum anderen enthält die Gesetzesanlage II des EEWärmeG unmittelbar die Vorgabe, dass die Menge des entnommenen Gases im Wärmeäquivalent der Menge von Biogas entspricht, das an anderer Stelle in das Gasnetz eingespeist worden ist (sog. Gasabtauschregel). Weitere Anforderungen, wie sie im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012/2014 für den Einsatz von Biogas (zum Teil in Kraft-Wärme-Kopplung) normiert sind, enthält das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz nicht.

Auf Landesebene enthält das (derzeit noch einzige Landesgesetz) Erneuerbare-Wärme-Gesetz in Baden Württemberg ebenfalls dem Grunde nach zwei Regelungen zum Einsatz von Biomasse[924] in Kraft-Wärme-Kopplung als erlaubte Ersatzmaßnahmen zur Erfüllung der Nutzungspflicht in § 4 Abs. 1 und 2 EWärmeG. So bestimmt zum einen § 5 Abs. 2 Nr. 1 EWärmeG für dezentrale Heizungsanlagen, dass die Pflicht erfüllt wird, wenn der Wärmebedarf des Wohngebäudes überwiegend durch eine Heizungsanlage gedeckt wird, die – neben weiteren technischen Voraussetzungen[925] – in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben wird. *Überwiegend* dürfte nach allgemeinen juristischen Sprachgebrauch einen Anteil von mehr als 50 Prozent bedeuten[926]. Eine Bezugnahme auf erneuerbare Energien enthält die Regelung nicht, sodass davon ausgegangen werden kann, dass die Ersatzmaßnahme vornehmlich den Einsatz von fossilen Brennstoffen in der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage adressiert ohne den Einsatz von erneuerbaren Energien auszuschließen. Dies ist insoweit deckungsgleich zur bundesrechtlichen Regelung zum Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung als Ersatzmaßnahme nach § 7 Abs. 1 Nr. 1 lit. b EEWärmeG iVm. der Gesetzesanlage VI.

Demgegenüber sieht die 2. Ersatzmaßnahme in § 5 Abs. 2 Nr. 2 EWärmeG bei einem zentralen Anschluss an die Fernwärmeversorgung den Einsatz erneuerbarer Energien in vier Varianten für den Verpflichteten vor. Dieser kann zunächst wählen, den Wärmebedarf des Wohngebäudes ausschließlich durch den Anschluss an ein Wärmenetz zu decken oder den Einsatz erneuerbarer Energien damit zu kombinieren. Letztere Variante dürfte allerdings aus wirtschaftlichen Gründen ohne große Praxisrelevanz sein, da Gebäudeeigentümer in aller Regel nicht zwei Technologien zur Wärmeversorgung einsetzen werden bzw. ein Wärme-

[924] Hierunter fallen nach der Begriffsbestimmung des EWärmeG in § 3 S. 1 Nr. 1 „Biomasse einschließlich Biogas und Bioöl im Sinne der Biomasseverordnung".

[925] Es ist ein Gesamtwirkungsgrad von mindestens 70% und eine Stromkennzahl von mindestens 0,1 erforderlich.

[926] Ferner ist nach Auffassung des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Verkehr Baden Württemberg der Begriff „überwiegend" in § 2 S. 1 EWärmeG als mit „mehr als 50 Prozent" auszulegen, sodass dies auch für die Verwendung in § 5 II Nr. 1 EWärmeG gelten dürfte, vgl. „Die am häufigsten gestellten Fragen und Antworten zum Erneuerbare-Wärme-Gesetz Baden-Württemberg", S. 3, abrufbar unter http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/102850/Fragen_und_Antworten__zum_EWaermeG_BW.pdf (06.09.2013).

netzanschluss ausreichend zur Versorgung ist[927]. Ferner kann das Wärmenetz aus Kraft-Wärme-Kopplung oder erneuerbaren Energien (wie Biomasse, Biogas und Bioöl) gespeist werden. Die Vorschrift ist demnach weniger differenzierend als die vergleichbare Regelung in § 7 Nr. 3 EEWärmeG, die über die Anlage VIII konkreter fasst, welche Anteile der unterschiedlichen erneuerbaren Energien im Wärmenetz vorhanden sind. Diese Ersatzmaßnahme des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes bietet folglich größere Handlungsspielräume. Andererseits suggeriert die Regelung ein Alternativverhältnis zwischen Kraft-Wärme-Kopplung und erneuerbaren Energien – „oder" – obwohl auch die Kombination in der Praxis vorkommt.

b. Finanzielle Anreize zur Nutzung von Biomasse in KWK

Neben den zuvor dargestellten ordnungsrechtlichen Instrumenten zur Förderung des Einsatzes von Biomasse existieren ferner Förderungen in Form von finanziellen Anreizen durch gesetzliche Vergütungsansprüche nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, Steuerbegünstigungen sowie Förderprogramme.

(1) KWKG

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz in der geltenden Fassung 2012 stellt ein Mittel der indirekten Verhaltenssteuerung durch finanzielle Anreize dar, indem es den Anschluss, die Stromerzeugung und die Einspeisung oder den Eigenverbrauch von in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom sowie Maßnahmen zum Ausbau der Infrastruktur durch Investitionszuschüsse fördert. Die Gesetzesziele in der geltenden Fassung sind nicht auf die Förderung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung durch Biomasse oder anderen erneuerbaren Energien ausgerichtet. Die in § 1 KWKG genannten Ziele sind vielfältig, insbesondere auf die Energieeinsparung, den Umweltschutz und zum Erreichen der Klimaschutzziele gerichtet. Daneben soll offenbar die dezentrale Stromerzeugung gefördert werden[928]. Das Gesetz zielt jedoch vorrangig auf den energieeffizienteren Einsatz von fossilen Brennstoffen ab[929], wenn auch die Schnittstelle zur Vergütung des aus Biomasse erzeugten Stroms nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz nicht vernachlässigt werden darf[930]. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle überblicksartig auf die Regelungssystematik des Kraft-Wärme-

[927] Zu der Ersatzmaßnahme in § 7 Nr. 3 EEWärmeG ebenso *G. Wustlich*, in: T. Müller/V. Oschmann/ders. (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 7 Rn. 151.

[928] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 1 KWKG Rn. 5.

[929] So wird die KWK bspw. als sehr effiziente Technologie zur ökologisch und ökonomisch optimalen Nutzung fossiler Energieträger beschrieben, vgl. *J. Baur/K. Henk-Merten/P. Matthey/M. Weck*, Förderung von KWK-Anlagen, 1. Aufl., S. 22 mit Verweis auf *L. Müller*, Handbuch der Elektrizitätswirtschaft, 2. Aufl., S. 260.

[930] Aus rechtlichen Gründen und aufgrund der Tatsache, dass der Beitrag der über das EEG geförderten biogenen KWK-Anlagen von fast null im Jahr 2004 auf 5,9 TWh im Jahr 2010 gestiegen ist, vgl. *BMU/BMWi*, Zwischenüberprüfung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, S. 5, abrufbar unter http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/novelle-des-kraft-waerme-kopplungsgesetzes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (09.09.2013).

Kopplungsgesetzesund insbesondere auf die Abgrenzung bzw. Überschneidungen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz in den verschiedenen Fassungen eingegangen.

Der in § 2 Abs. 1 KWKG bestimmte Anwendungsbereich umfasst eine abschließende Aufzählung der zulässigen Energieträger. Es werden damit sämtliche Energieträger mit Ausnahme von Kernbrennstoffen erfasst[931]. Biomasse als Energieträger wurde historisch betrachtet erst im Laufe des Gesetzgebungsverfahrens in § 2 Satz 1 KWKG aufgenommen[932], um klarzustellen, dass die Biomasse, die nicht in den Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes fällt, vom Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nicht ausgeschlossen ist[933]. Unter den Begriff der Biomasse fallen alle festen, flüssigen und gasförmigen Biomassearten[934]. Mit den weiteren im Gesetzestext genannten flüssigen und gasförmigen Brennstoffen sind demgegenüber solche fossilen Ursprungs, wie Erdgas und Mineralöl, gemeint[935]. Anspruchsberechtigter des Kraft-Wärme-Kopplungs-Zuschlags und damit Adressat der Förderung ist nach § 3 Abs. 10 Satz 3 KWKG der Betreiber der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage, der den erzeugten Strom in eines der Netze aller Spannungsebenen einspeist oder für die Eigenversorgung bereitstellt.

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz fördert die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung auf zwei Arten. Zum einen gewährt es nach § 4 Abs. 1 KWKG dem Betreiber[936] der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage einen Anspruch gegen den Netzbetreiber auf vorrangigen Anschluss der Anlage an sein Netz und ggf. vorrangige Abnahme[937] des erzeugten Kraft-Wärme-Kopplungs-Stroms. Diese Regelungen entsprechen denen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, wobei § 4 Abs. 1 Satz 2 KWKG auch unmittelbar und dynamisch auf die Regelungen des jeweils geltenden Erneuerbaren-Energien-Gesetzes verweist. Für den erzeugten und eingespeisten (oder eigenverbrauchten) Strom hat der Anlagenbetreiber einen gesetzlichen Vergütungsanspruch gem. § 4 Abs. 3 KWKG, der sich aus drei Bestandteilen zusammensetzt: Der Kraft-Wärme-Kopplungs-Zuschlag nach § 4 Abs. 3 Satz 1 KWKG ist zunächst der eigentliche Förderbetrag, der für den aus Klimaschutzgründen erwünschten Betrieb der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage gewährt wird[938]. Dessen Höhe bestimmt sich nach verschiedenen Kategorien von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

[931] BT-Drs. 14/7024, S. 10; *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 KWKG Rn. 1.
[932] *M. Schmauser*, Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, 1. Aufl., S. 65.
[933] BT-Drs. 14/8059, S. 10.
[934] Vgl. oben unter C.I.4.c.
[935] Vgl. *P. Salje*, KWKG 2002, 2. Aufl., § 2 Rn. 19 und 20.
[936] Ohne dass dies ausdrücklich im KWKG normiert ist, ergibt es sich aus dem Gesamtzusammenhang, siehe *M. Elspas*, Die Förderung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, 1. Aufl., S. 95.
[937] Nach § 4 IIIa S. 1 KWKG ist der Zuschlag auch für KWK-Strom zu entrichten, der nicht in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird.
[938] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 4 KWKG Rn. 52; *Salje*, KWKG 2002, 2. Aufl., § 7 Rn. 1.

näher bestimmt, und ist abhängig vom Anlagentyp, also der Leistungsklasse, und Zeitpunkt der Aufnahme des Dauerbetriebs bzw. der Modernisierung[939]. Ferner erhält der Anlagenbetreiber ebenfalls aufgrund von § 4 Abs. 3 Satz 1 KWKG den mit dem Netzbetreiber vereinbarten Strompreis oder, sofern keine Vereinbarung getroffen wurde, nach § 4 Abs. 3 Satz 2 KWKG den üblichen Preis, der dem EEX Baseload Preis des vorhergehenden Quartals entspricht[940]. Als drittes Preiselement erhält der Anlagenbetreiber nach § 4 Abs. 3 Satz 2 KWKG die vermiedenen Netzentgelte, da Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen dezentral Strom in das Niederspannungsnetz einspeisen und damit für den Netzbetreiber Netzentgelte vermeiden. Nach dem Gesetzeswortlaut sind die vermiedenen Netznutzungsentgelte nur zusammen mit dem üblichen Preis zu zahlen[941]. Bei vereinbarten Preisen dürfte dieser Bestandteil aber in der Regel im Strompreis mit enthalten sein[942]. Die Höhe der vermiedenen Netzentgelte berechnet sich nach § 18 StromNEV[943].

Die Zahlungen erfolgen rückwirkend für den eingespeisten oder eigenverbrauchten Strom. Eine Ausnahme davon bietet das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz 2012 in der Fassung seit August 2012 für Betreiber von sog. Mini-Blockheizkraftwerken in der Leistungsklasse bis 2 Kilowatt elektrischer Leistung. Diese haben die Möglichkeit, eine Art vorweggenommener Investitionsförderung nach § 7 Abs. 3 KWKG in Anspruch zu nehmen. Durch dieses neue Förderinstrument kann sich der Anlagenbetreiber vorab für eine pauschal angenommene Betriebszeit von 30.000 Betriebsstunden die entstehenden Zuschläge nach § 7 Abs. 1 KWKG auszahlen lassen[944]. Dies gilt auch für Biogas-Blockheizkraftwerke, die nach Wahl des Betreibers nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz und nicht Erneuerbare-Energien-Gesetz vergütet werden müssen.

Neben der Vergütung für erzeugten Strom gewährt das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz Investitionsförderungen zum anderen für den Neu- und Ausbau von Wärme- und Kältenetzen (§ 5a KWKG) und seit der Novelle 2012 für Wärme- und Kältespeicher (§ 5b KWKG). Damit wird der Bau der Netze zum Transport von Wärme und Kälte bzw. für die Zwischenspeicherung gefördert. Die Förderung zielt folglich auf den Bau von Anlagen und Schaffung von Infrastruktur und nicht auf eine bestimmte zu erzeugende Strommenge[945]. Grund für die letztge-

[939] *P. Salje*, KWKG 2002, 2. Aufl., § 4 Rn. 81.
[940] Dies ist zumindest für Anlagen bis zu einer Leistung von 2 MW ausdrücklich in § 4 III S. 3 KWK geregelt. Für Anlagen mit einer Leistung mit mehr als 2 MW lassen sich keine generellen Aussagen zum üblichen Wert von KWK-Strom treffen, vgl. *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 4 KWKG Rn. 47.
[941] *P. Salje*, KWKG 2002, 2. Aufl., § 4 Rn. 80; *M. Elspas*, Die Förderung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, 1. Aufl., S. 95.
[942] So auch *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 4 KWKG Rn. 39.
[943] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 4 KWKG Rn. 54.
[944] Weiterführend dazu siehe *O. Antoni/J. Antoni*, Die neue Regelung des § 7 Abs. 3 KWKG, ER 2012, S. 102 ff.
[945] *O. Antoni/J. Antoni*, Die neue Regelung des § 7 Abs. 3 KWKG, ER 2012, S. 102 (105).

nannte Förderung von Speichern ist nach der Gesetzesbegründung, die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zeitweise in die Lage zu versetzen, stärker stromgeführt betrieben zu werden und somit einen gewissen Beitrag zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung von erneuerbaren Energien in das Stromnetz zu leisten[946]. Es handelt sich folglich um die Förderung einer Flexibilisierungsoption, die auch für Biomasse- bzw. Biogas- Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen nutzbar gemacht werden kann. Dies gilt zumal für Anlagen kleinerer Leistungsklassen, da die Förderung gem. § 5b Abs. 1 KWKG eine untere Grenze von (nur) 1 Kubikmeter Wasseräquivalent oder mindestens 0,3 Kubikmeter pro Kilowatt der installierten elektrischen Leistung voraussetzt und aufgrund dieser geringen Dimensionierung auch kleine Biogasanlagen, die Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom erzeugen, erfasst. Wie im sonstigen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz werden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen auf Basis biogener Einsatzstoffe aber nicht unmittelbar adressiert[947].

Zusammenfassend gilt die Fördersystematik des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes in Ermangelung von besonderen Regelungen für Biomasse und der ohnehin bestehenden Fokussierung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes auf fossile Brennstoffe auch für den Einsatz von biogenen Energieträgern.

(2) EEG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz enthält in seinen verschiedenen Fassungen an mehreren Stellen Regelungen zu Biomasseanlagen, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden (müssen). Bei der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse als erneuerbarer Energie ist in den Fällen der Erzeugung des Strom in Kraft-Wärme-Kopplung zwischen den nach Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004, 2009 und 2012 geförderten Bestandsanlagen[948] und den nach Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 förderfähigen Neuanlagen zu unterscheiden, da beim Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung vom Gesetzgeber ein instrumenteller Systemwechsel vollzogen wurde.

Die unter der Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 und 2009 errichteten Biomasseanlagen können einen Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus erhalten, wenn der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Beide Erneuerbare-Energien-Gesetz-Fassungen verweisen für die Begrifflichkeit *Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom* dabei auf die Begriffsbestimmung

[946] BT-Drs. 17/8801, S. 14.
[947] So enthält die Gesetzesbegründung auch keinen Hinweis auf Biomasse- oder Biogasanlagen.
[948] Das ursprüngliche EEG 2000 kannte die Verbindung von Stromerzeugung aus Biomasse mit ausgekoppelter Wärmenutzung nicht. Mit der Novelle wurde die Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse in KWK eingeführt, da die umweltpolitisch sinnvolle Wärmeauskopplung nur im seltenen Fällen wirtschaftlich darstellen lässt, vgl. *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 79a.

des § 3 Abs. 4 KWKG[949]. Nach § 3 Abs. 4 Satz 1 KWKG ist Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom *„das rechnerische Produkt aus Nutzwärme und Stromkennzahl der KWK-Anlage*".

Nach § 8 Abs. 3 EEG 2004 wird für die Nutzung der Abwärme aus der Stromerzeugung aus Biomasse durch einen Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus in Höhe von 2,0 Cent pro Kilowattstunde für Anlagen bis maximal 20 Megawatt[950] gewährt, der die Mindestvergütungen erhöht. Gleiches gilt für die in § 27 Abs. 4 Nr. 3 EEG 2009 ausdrücklich als Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus bezeichnete Zusatzvergütung von 3,0 Centpro Kilowattstunde für in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom, wobei diese auch für Anlagen mit einer tatsächlichen Jahresleistung von mehr als 20 Megawatt – allerdings nur anteilig bis zu dieser Höhe – gezahlt wird[951]. Der Bonus wurde folglich um 1 Cent pro Kilowattstunde angehoben, um die Anreizwirkung zu erhöhen. Die unter der Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2004 in Betrieb genommenen Biomasseanlagen können ferner kumulativ[952] zum Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus nach § 8 Abs. 4 EEG 2004 zusätzlich einen Technologie-Bonus erhalten, wenn sie den Kraft-Wärme-Kopplungs-Strom in einer der in Abs. 4 Satz 1 aufgezählten Technologien erzeugen. Der Bonus hierfür beträgt 2,0 Cent pro Kilowattstunde. Gleiches gilt für Anlagen im Anwendungsbereich des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2009, die kumulativ[953] zum Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus gem. § 27 Abs. 4 EEG 2009 einen Technologie-Bonus (Nr. 1) und einen Bonus für Strom aus nachwachsenden Rohstoffen (Nr. 2) in Anspruch nehmen können.

In der Fassung von 2009 wurde jedoch für Anlagen mit einer Leistung von über 5 Megawatt in § 27 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2009 erstmals eine Verpflichtung eingeführt, den Strom in Kraft-Wärme-Kopplung zu erzeugen, um die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung dem Grunde nach zu erhalten. Der Gesetzgeber hat sich damit für eine unterschiedliche Behandlung von Anlagen bis zu und über 5 Megawatt Leistung entschieden. Nach der Gesetzesbegründung zu § 27 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2009[954] geschah dies, um die Wärmenutzung zu verbessern und damit die Effizienz der großen Biomasse-Anlagen zu steigern. Biomasseanlagen mit einer Leistung von mehr als 5 Megawatt, die den Strom nicht in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen, sind vollständig – auch hinsichtlich des Leistungsanteils bis 5 Megawatt - von der Vergütung ausgeschlossen[955]. Zugleich können diese Anlagen aber für die gesamte Anlagenleistung die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung erhalten, wie sich aus der Anlage 3 ergibt, wonach *„der Anspruch auf den KWK-Bonus nach § 27 Abs. 4 Nr. 3 […] bis einschließlich einer Leistung*

[949] In § 8 III S. 1 EEG 2004 bzw. Nr. I. 1. Gesetzesanlage 3 zum EEG 2009.
[950] *M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald*, EEG, 2. Aufl., § 8 Rn. 79.
[951] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 78.
[952] *P. Salje*, EEG, 4. Aufl., § 8 Rn. 123.
[953] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 37.
[954] BT-Drs. 16/8148, S.56.
[955] *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 32; *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 106.

im Sinne von § 18 von 20 Megawatt" besteht. Trotz der Verpflichtung zur zwingenden Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, um die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung dem Grunde nach zu erhalten, kann der Anlagenbetreiber daher den Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus in Anspruch nehmen.

Eine Sonderregelung enthält das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 ferner, wenn Biomethan als Energieträger im Wege der Gasäquivalentnutzung verstromt wird. Nach § 27 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2009 gilt für diese die umfassende Pflicht zur Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung. Andernfalls erfolgt für den gesamten – nicht in Kraft-Wärme-Kopplung – erzeugten Strom ein Vergütungsausschluß[956]. Hintergrund für diese speziell für über das Erdgasnetz transportiertes Biomethan geschaffene Verpflichtung ist, dass mit Hilfe der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan und dem (bilanziellen) Transport durch das Erdgasnetz die Stromerzeugung flexibilisiert werden und dort erfolgen soll, wo auch Wärmesenken für die in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugte Wärme vorhanden sind. Wäre dann die alleinige Stromerzeugung vergütungsfähig, würde dies der Idee der Aufbereitung entgegenlaufen[957].

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 wurde der förderrechtliche Ansatz der beiden Vorgängerfassungen, einen Bonus zur Mindestvergütung zu zahlen, vollständig aufgegeben und auf einen eher ordnungsrechtlichen Ansatz[958] umgestellt[959]. In § 27 Abs. 4 Nr. 1 EEG 2012 wurden Restriktionen des Vergütungsanspruchs aufgenommen, wenn der Strom nicht zu einem bestimmten Prozentsatz in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird. Solche Restriktionen kannte das Erneuerbare-Energien-Gesetz zuvor nicht[960]. Der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anteil an der Stromerzeugung hat 25 Prozent bis zum Ende des ersten auf die erstmalige Erzeugung von Strom in der Anlage folgenden Kalenderjahres und danach in dem jeweiligen Kalenderjahr 60 Prozent zu betragen. Bei Anlagen zur Verstromung von Biogas wird dabei die Wärme zur Beheizung des Fermenters in Höhe von 25 Prozent angerechnet, § 27 Abs. 4 Nr. 1 2012 a.E.[961]. Diese Voraussetzungen müssen jedoch nicht eingehalten werden, wenn der Strom direkt vermarktet wird (§ 33 c Abs. 3, § 33 h Satz 2 EEG 2012)[962]. Die Rechtsfolge bei der Nichteinhaltung der vorgeschriebenen anteiligen Kraft-Wärme-Kopplungs-Nutzung

[956] *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 115; *F. Ekardt*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 1. Aufl., § 27 Rn. 35.
[957] So auch: *P. Salje*, EEG, 5. Aufl., § 27 Rn. 116.
[958] In der Kommentarliteratur werden die Voraussetzungen als *Restriktionen* (*P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 27 Rn. 77; *A. Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27 Rn. 100) oder *Sonderbestimmungen* (*F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 31) bezeichnet. Die Gesetzesbegründung spricht von der Kopplung an *bestimmte allgemeine Vergütungsvoraussetzungen* für eine ressourcen- und klimaschützende Bioenergienutzung, vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 71.
[959] Vorgeschlagen wurde die Einführung von Mindestanforderungen der Anlagen an die Wärmenutzung im EEG-Erfahrungsbericht 2011, 06.06.2011, S. 15, abrufbar unter https://www.clearingstelle-eeg.de/files/EEG_Erfahrungsbericht_2011.pdf (13.09.2013).
[960] *P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 27 Rn. 77.
[961] *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 50.
[962] Vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 71; *P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 27 Rn. 80.

ist für die ersten fünf Jahre in § 27 Abs. 7 Satz 1 EEG 2012 geregelt. Es wird als Sanktion eine temporäre Reduktion[963] des Vergütungsanspruches auf den tatsächlichen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Leipzig vorgenommen. Ab dem sechsten auf die erstmalige Geltendmachung des Vergütungsanspruchs folgenden Kalenderjahres erfolgt eine Reduzierung des Vergütungsanspruches pauschal auf 80 Prozent, § 27 Abs. 7 Satz 2 EEG 2012. Etwaige Zusatzvergütungen sind hiervon nicht betroffen[964].

Wie bereits in der Vorgängerregelung in § 27 Abs. 3 Nr. 3 EEG 2009 führt das EEG 2012 in § 27 Abs. 5 Nr. 2 EEG 2012 die Verpflichtung fort, dass im Wege der Gasäquivalentnutzung eingesetztes Biomethan zwingend und umfassend in Kraft-Wärme-Kopplung zu verstromen ist, wenn die Erneuerbare-Ernergien-Gesetz-Vergütung in Anspruch genommen werden soll. In der Rechtsfolge entfällt für den nicht in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung in voller Höhe, wie sich aus dem Wortlaut „soweit“ ergibt[965].

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 wurden die Restriktionen zur Wärmenutzung bei der Verstromung von gasförmiger Biomasse erneut refomiert.

Die Pflicht zur anteiligen Wärmenutzung bei Verstromung von Biogas zum Erhalt der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung ist gestrichen worden. Die Pflicht zur vollständigen Verstromung von Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung und die Rechtsfolge des Vergütungsausschlusses wurde dem Grunde nach, nunmehr in § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG 2014 geregelt, beibehalten. Die Pflicht wurde lediglich hinsichtlich der Nachweisführung für Anlagenbetreiber vereinfacht[966]. Die unter Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 nachzuweisenden qualitativen Anforderungen an die Wärmenutzung (Wärmenutzung im Sinne der Positivliste oder nachweisliches Ersetzen fossiler Energieträger in einem mit dem Umfang der fossilen Wärmenutzung vergleichbaren Energieäquivalent, keine Wärmenutzung im Sinne der Negativliste) sind für Neuanlagen künftig nicht mehr erforderlich[967].

Zusammenfassend ergeben sich für die Fassungen 2004, 2009, 2012 und 2014 Erneuerbare-Energien-Gesetz folgende Bonus- und Malusregelungen beim Einsatz von Biomasse oder Biomethan in Kraft-Wärme-Kopplung:

---

[963] *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 90.
[964] *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 91.
[965] *P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 27 Rn. 84; Zur Vorgängernorm in § 27 III Nr. 3 EEG 2009 ebenso: *Rostankowski/J. Vollprecht*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27 Rn. 141 und *M. Schäfferhoff*, in: J. Reshöft/A. Schäfermeier (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 27 Rn. 98; a. A. offenbar: *F. Ekardt/B. Hennig*, in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 27 Rn. 73, die die Rechtsfolge des § 27 VII S. 1 EEG 2012 – also eine temporäre Reduktion des Vergütungsanspruches – als einschlägig ansehen.
[966] Die Nachweise können nach § 47 III S. 1 Nr. 1 EEG 2014 dadurch erfüllt werden, dass die allgemein anerkannten Regel der Technik, hier in Form des AGFW-Arbeitsblatts FW 308, eingehalten werden.
[967] Vgl. Gesetzesbegründung zu (da noch) § 45 II EEG 2014, BT-Drs. 18/1304, S. 218 f.

EEG	Norm	Bonus	Restriktion	Rechtsfolge
2004	§ 8 Abs. 3	KWK-Bonus: 2,0 ct/kWh (Anlagen bis bis 20 MW)		
2009	§ 27 Abs. 4 Nr. 3	KWK-Bonus 3,0 ct/kWh (Anlagen bis 20 MW)		
2009	§ 27 Abs. 3 Nr. 1		KWK-Pflicht (Anlagen bis 5 MW)	Vollständiger Vergütungsausschluß
2009	§ 27 Abs. 3 Nr. 3		KWK-Pflicht für Biomethan-Verstromung	Vollständiger Vergütungsausschluß
2012	§ 27 Abs. 4 Nr. 1		KWK-Pflicht von 25% bzw. 60% (alle Anlagen)	Temporäre Reduktion der Vergütung auf Marktpreis
2012	§ 27 Abs. 5 Nr. 2		KWK-Pflicht für Biomethan-Verstromung	Vollständiger Vergütungsausschluß
2014	§ 47 Abs. 2 Nr. 2		KWK-Pflicht für Biomethan-Verstromung	Vollständiger Vergütungsausschluß

Tab. 7: Überblick Biomasse Regelungen mit direktem Bezug zur Erzeugung in KWK im EEG 2004, 2009, 2012, 2014

Neben den Bonusregelungen und Restriktionen bei den Einspeisevergütungen enthält das Erneuerbare-Energien-Gesetz seit der Fassung 2004 ferner in den allgemeinen Vorschriften Regelungen für den Betrieb von Erneuerbare-Energien-Gesetz-Anlagen, die aufgrund ihrer allgemeinen Gültigkeit auch für Biomasseanlagen gelten, die in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, nämlich Anforderungen hinsichtlich technischer Einrichtungen, mit denen auf Netzengpässe reagiert werden kann. Hierzu wird auf die Ausführungen unter D.III.2.b. verwiesen.

(3) Verhältnis der Förderung nach KWKG und EEG in Bezug auf den Einsatz von Biomasse

Der in einem Blockheizkraftwerk erzeugte Strom wird je nach Art des verwendeten Brennstoffes durch das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz oder durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördert. Wird die Anlage mit Heizöl oder Erdgas betrieben, erfolgt die Vergütung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, beim Betrieb mit Biomasse wie Pellets, Biogas, Pflanzenöl oder Bioethanol kann die Vergütung sowohl nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz als auch dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz , da Biomasse iSd. Biomasseverordnung

in den Anwendungsbereich beider Gesetze fällt[968]. Der Anlagenbetreiber hat folglich eine, von der Wirtschaftlichkeit abhängige Wahlmöglichkeit, welche Förderung er in Anspruch nimmt, wenn er Biomasse zur Stromerzeugung einsetzt. Die grundsätzliche Abgrenzung zwischen den Anwendungsbereichen der beiden Gesetze ist dabei nicht im Erneuerbare-Energien-Gesetz, sondern im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, dort in § 2 Satz 2 KWKG normiert:

> „*KWK-Strom, der nach § 19 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes finanziell gefördert wird, fällt nicht in den Anwendungsbereich dieses Gesetzes*."

Mit der Regelung, die einen Vorrang des Erneuerbare-Energien-Gesetzes festlegt[969], wollte der Gesetzgeber eine Doppelförderung vom aus Biomasse erzeugten Strom sicher ausschließen[970]. Maßgeblich für den Anwendungsausschluss des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes ist dabei, dass tatsächlich eine Förderung der betreffenden Stromausmengen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz erfolgt ist[971].

Um die Konsistenz zwischen den Gesetzen zu wahren, verweist der Gesetzgeber im Erneuerbare-Energien-Gesetz bei Kraft-Wärme-Kopplungs-bezogenen Begriffen jeweils auf die Legaldefinitionen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, so im derzeit geltenden Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 bei der Begriffsbestimmung der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage in § 5 Nr. 23 EEG 2014 auf § 3 Abs. 2 KWKG und setzt dadurch den Begriff der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage dem des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzesgleich. Gleiches gilt für den Begriff „Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung", für den das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 auf § 3 Abs. 4 KWKG verweist. An vielen weiteren Stellen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 werden durch Verweise auf das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz die Überschneidungen zwischen den beiden Rechtsmaterien deutlich (bspw. zu den technischen Vorgaben in § 9 Abs. 7 EEG 2014, den Anspruch des Anlagenbetreibers auf Abnahme, Übertragung und Verteilung des erzeugten Stroms in § 11 Abs. 1 EEG 2014 oder dem Einspeisemanagment in § 14 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EEG 2014). Speziell für die Biomasse schreibt § 47 Abs. 2 Satz 1 Nr. 2 EEG 2014 (wie schon die Vorgängerfassung) ferner vor, dass aus Biomethan erzeugter Strom nur vergütungsfähig ist, wenn der Strom vollumfänglich in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wird, siehe oben D.VI.1.b.(2).

---

[968] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 KWKG Rn. 2.
[969] *A. Schäferhoff*, in: J. Reshöft/ders. (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., Anlage 2, Rn. 14.
[970] *P. Salje*, KWKG, 2. Aufl., § 2 Rn. 30; *M. Elspas*, Die Förderung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung, 1. Aufl., S. 102.
[971] *U. Jacobshagen/M. Kachel*, in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 2 KWKG Rn. 2; *P. Salje*, KWKG, 2. Aufl., § 2 Rn. 31.

Rechtliche Fragestellungen ergeben sich bei der in der Praxis häufig erfolgenden Umstellung des Betriebs eines Blockheizkraftwerkes von Erdgas auf Biogas oder Biomethan[972]; zumeist, wenn die Förderdauer des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes für die Erzeugung des Stroms aus fossilen Energieträgern abgelaufen ist. Hier kommt es zu einem Wechsel der Förderregime. Dieser Wechsel wird durch die unterschiedlichen Förderzeiträume der Stromerzeugung nach Erneuerbare-Energien-Gesetz und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz befördert. Während je nach Inbetriebnahmezeitpunkt, Anlagenleistung und -typ die maximale Förderdauer nach § 7 KWKG zehn Jahre oder 30.000 Vollbenutzungsstunden beträgt, fördert das EEG stets 20 Jahre. Je nach Anagenkonstellation, Leistung, Bezugskosten für Biomethan, usw. ist die Umstellung des Betriebs von Bestandsanlagen auf die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung für den Betreiber daher wirtschaftlich.

Der einmaligen Umstellung[973] auf Biomethan standen bis zum Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 auch keine rechtlichen Hindernisse entgegen. Nach der Gesetzesbegründung zum Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 ist eine Umstellung einer bislang fossil betriebenen Anlage auf erneubare Energien ausdrücklich möglich[974]. Für die Vergütungshöhe sowie Vergütungsbeginn und -dauer ist dabei die Rechtslage zum Zeitpunkt der erstmaligen –mit fossilen Energieträgern erfolgten – Inbetriebnahme maßgeblich[975]. Dies bedeutet für Blockheizkraftwerke, dass unter Umständen höhere Vergütungssätze je nach zum Zeitpunkt der erstmaligen (fossilen) Inbetriebnahme geltendem Erneuerbare-Energien-Gesetz in Anspruch genommen werden können. Andererseits ist durch diese Art „rückwirkender“ Inbetriebnahme der Vergütungszeitraum verkürzt.

Diese Systematik hat der Gesetzgeber mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 durch eine Änderung des Inbetriebnahme-Begriffs für Neuanlagen aufgegeben. Nach dem neuen § 5 Nr. 21 EEG 2014 gilt als Inbetriebnahme nur noch die erstmalige Inbetriebsetzung der Anlage ausschließlich mit erneuerbaren Energien oder Grubengas[976]. Für Anlagen, die künftig von Erdgas auf Biomethan umgestellt werden sollen, bedeutet dies somit zwar die 20-jährige Vergütungsdauer nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz[977]. Zugleich gelten jedoch die deutlich geringeren Einspeisevergütungen des § 44 EEG 2014. Da zudem der Gasaufberei-

[972] Vornehmlich dürfte die Umstellung auf Biomethan erfolgen, da an den Standorten von BHKWs, die zunächst mit Erdgas betrieben wurden, idR. selten eine Biogasanlage zu finden sein dürfte, sodass das Biogas aufbereitet und über das Erdgasnetz zum BHKW transportiert und damit Biomethan eingesetzt wird.

[973] Ein zurück in die KWKG-Förderung ist zwar im Anschluss möglich, soweit eine Umstellung vor dem „Aufbrauchen“ dessen Förderhöchstzeiten erfolgt. Ein nochmaliger Wechsel in die EEG-Vergütung ist jedoch ausgeschlossen, da das Ausschließlichkeitsprinzip des (nunmehr unverändert in § 19 EEG 2014) EEG einen vollständigen Vergütungsausschluss vorschreibt.

[974] Vgl. *BMU*, Referentenentwurf zum EEG 2009, Begründung Besonderer Teil, Stand: 10.10.2007, S. 30.

[975] BT-Drs., 16/8148, S. 52.

[976] In der Gesetzesbegründung heißt es dazu ausdrücklich, dass durch die neue Regelung eine Inbetriebsetzung mit fossilen Energieträgern keine Inbetriebahme iSd. EEG mehr darstellt, BT-Drs. 18/1304, S. 169.

[977] Vgl. *H. von Bredow/F. Valentin*, Das EEG 2014 im Überblick, S. 27, abrufbar unter http://www.vonbredow-valentin.de/wp-content/uploads/2014/07/vBV-Sondernewsletter-zum-EEG-2014.pdf (12.09.2014).

tungsbonus (§ 27c Abs. 2 EEG 2012) gestrichen wurde, ist die Wirtschaftlichkeit einer Umstellung auf Biomethan äußerst fraglich.

Eine Ausnahme hierzu ergibt sich aus den Übergangsbestimmungen in § 100 Abs. 2 Sätze 2 – 4 EEG 2014, die einen Vertrauensschutz in Bezug auf bestehende Biogasaufbereitungsanlagen und Blockheizkraftwerken enthalten. Diese Ausnahme war in den Übergangsbestimmungen des ursprünglichen Entwurfs in § 96 Abs. 2 EEG 2014 noch nicht enthalten. Danach war, wie auch die Gesetzesbegründung wiederspiegelt (BT-Drs. 16/8148, S. 279), für alle Bestandsanlagen zunächst geplant, dass als Inbetriebnahmezeitpunkt die erstmalige Inbetriebnahme mit erneuerbaren Energien maßgeblich ist, auch wenn zuvor ein Betrieb mit fossilen Brennstoffen stattgefunden hat. Erst durch den Beschluss des Ausschusses für Wirtschaft und Energie wurde die Ausnahme ergänzt[978]. Nach den jetzt geltenden Übergangsregelungen erhalten Blockheizkraftwerke auch künftig den Inbetriebnahmezeitpunkt der Bestandsanlage und damit die bisherige Vergütungshöhe, wenn sie ausschließlich Biomethan aus Gasaufbereitungsanlagen einsetzen, die vor der Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 in Betrieb genommen bzw. genehmigt wurden[979]. Mit der Ergänzung sollen zum einen Bestandsanlagen geschützt, zum anderen aber der Bestand nicht ausgeweitet werden[980].

Der Gesetzgeber verschlechert mit der Neuregelung gewollt – korrespondierend zur Streichung des Gasaufbereitungsbonus – die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Aufbereitung und Transport von Biomethan zum Zwecke der Verstromung an anderer Stelle.

(4) Steuervergünstigungen für Biomasse als Energieerzeugnis und Steuererleichterungen für den aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom

Nach Art. 15 Abs. 1 lit. c) der RL 2003/96/EG ist es den Mitgliedsstaaten freigestellt, Energieerzeugnisse und elektrischen Strom, die für die Kraft-Wärme-Kopplung verwendet werden, von der Steuer zu befreien. Grund hierfür ist es, wie in den anderen Regelungsbereichen, die besonders effiziente Nutzung der durch Verbrennung der Energieerzeugnisse gewonnenen Energie zu fördern[981]. Von der Ermächtigung hat der nationale Gesetzgeber Gebrauch gemacht und weitere finanzielle Anreize in Form von Steuererleichterungen und -vergünstigungen geschaffen, wenn Strom in Kraft-Wärme-Kopplung (aus Biomasse) erzeugt wird. Die Steuererleichterungen und -vergünstigungen können von Betreibern von Biogas- und sonstigen Biomasseanlagen grundsätzlich in Anspruch genommen werden. Zudem ver-

[978] BT-Drs. 18/1891, S. 114 f.
[979] Und zusätzlich nachweisen, dass ein anderes Bestands-BHKW mit zumindest gleicher Leistung stillgelegt wurde, vgl. BT-Drs. 18/1891, S. 210; so auch: *G. Wustlich*, Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, NVwZ 2014, S. 1113 (1119).
[980] BT-Drs. 18/1891, S. 210.
[981] *K. Milewski*, in: Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 3 EnergieStG, Rn. 2.

langen, wie zuvor dargestellt, die Erneuerbare-Energien-Gesetz Fassungen 2004 und 2009 teilweise die Verstromung von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung und nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 ist die Verstromung eines bestimmten Anteils der Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung ohnehin verpflichtend, sodass ein zunehmender Teil der Biomasse- und Biogasanlagen Kraft-Wärme-Kopplung einsetzen und mögliche steuerliche Vergünstigungen genießen[982]. Diese sollen wegen der denkbaren steigenden Bedeutung daher überblicksartig erörtert werden. Steuervergünstigungen für die energetische Biomassenutzung in Kraft-Wärme-Kopplung kommen dabei für die eingesetzten Brennstoffe nach dem Energiesteuergesetz und Steuererleichterungen für den erzeugten Strom nach dem Stromsteuergesetz in Betracht.

Eine Steuerbefreiung sieht zunächst das Energiesteuerrecht nach § 28 Satz 1 Nr. 1 iVm. § 2 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG für den Fall vor, dass Biogas als Form gasförmiger Kohlenwasserstoffe verwendet wird, um in Kraft-Wärme-Kopplung Strom und Wärme zu erzeugen. Die Regelung ist in Teilen identisch zur Steuerbefreiung für die ausschließliche Stromerzeugung aus Biogas, sodass insoweit auf die obigen Ausführungen zu § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG (unter D.III.2.c.) verwiesen wird. In Abweichung davon muss es sich bei Kraft-Wärme-Kopplung jedoch um eine begünstigte Anlage iSv. § 3 Abs. 1 Satz 1 Nr. 2 EnergieStG handeln, mithin um eine Anlage zur ausschließlichen und gekoppelten Erzeugung von Kraft und Wärme, die zudem einen Jahresnutzungsgrad von mindestens 60 Prozent erreichen muss[983]. Erfüllen Biogasanlagen diese Voraussetzungen ist das verwendete Biogas in der Rechtsfolge vollständig von der Energiesteuer befreit.

Ferner kommen für Biomasseanlagen, die Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugen, alternativ je nach Anlagentyp und Leistungsklasse die Steuerentlastungen der §§ 53, 53a und 53b EnergieStG in Betracht. Die Steuerentlastung nach § 53 Abs. 1 EnergieStG, die für Anlagen mit einer elektrischen Leistung von mehr als 2 Megawatt, die der reinen Stromerzeugung dienen, bereits bejaht wurde (siehe oben unter D.III.2.c.), gilt auch für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit entsprechender elektrischer Nennleistung. Obwohl der Gesetzgeber die Steuerentlastung für in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom Ende 2012 in den spezielleren Normen §§ 53a und 53b EnergieStG geregelt hat[984], gilt nach den Gesetzesbegründungen zu § 53 EnergieStG a.F. und § 53a EnergieStG n.F. die Steuerentlastung des § 53 Abs.

[982] Das EEG 2014 schreibt hingegen für Neuanlagen die Wärmenutzungpflicht nur noch bei der Verstromung von Biomethan für den Erhalt finanzieller Förderung vor, § 47 II S. 1 Nr. 2 EEG 2014.
[983] Zur Ermittlung des Nutzungsgrads enthält § 10 EnergieStV nähere Angaben.
[984] Durch Art. 1 des Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes sowie zur Änderung des Luftverkehrsteuergesetzes v. 05.12.2012 (BGBl. I S. 2436).

1 EnergieStG auch für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit mehr als 2 Megawatt Leistung[985].

Für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 2 Megawatt kann § 53a Abs. 1 EnergieStG für eine vollständige Steuerentlastung in Anspruch genommen werden. Im Vergleich zu § 53 Abs. 1 EnergieStG müssen für diese Anlagen jedoch zwei weitere technische Voraussetzungen erfüllt werden. Die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage muss zum einen nach § 53a Abs. 1 Satz 2 Nr. 1 iVm. Satz 2 EnergieStG hocheffizient im Sinne der Richtlinie 2004/8/EG[986] sein, und zum anderen nach § 53a Abs. 1 Satz 2 Nr. 2 EnergieStG einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von mindestens 70 Prozent erreichen. Für Anlagen dieser Leistungsklasse, die lediglich den Monats- oder Jahresnutzungsgrad erreichen, aber nicht das Kriterium der Hocheffizienz einhalten, gibt es nach § 53b Abs. 1 EnergieStG eine teilweise Entlastungsmöglichkeit. Diese beträgt für Biogas iSv. § 2 Abs. 3 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG EUR 4,42.

Nach dem Vorgenannten wird bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die bspw. Biomasse einsetzen, eine Unterscheidung zum einen nach der Nennleistungsgrenze getroffen. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im großen Leistungsbereich über 2 Megawatt können eine vollständige Steuerentlastung in Anspruch nehmen, unabhängig davon, ob sie hocheffizient sind und einen Monats- oder Jahresnutzungsgrad von 70 Prozent einhalten. Bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Kleinst- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Kleinanlagen erfolgt eine weitere Unterscheidung dahingehend, ob die Anlage hocheffizient ist, dann wird ebenfalls eine vollständige Steuerentlastung gewährt. Anderenfalls wird – bei Einhaltung eines Monats- oder Jahresnutzungsgrad von 70 Prozent – immerhin noch eine teilweise Steuerentlastung gewährt. Die Entlastungen können bezogen auf Energieerzeugnisse aus Biomasse für die Verwendung von Biogas, Biomethan sowie flüssiger Biomasse, wie bspw. Pflanzenöle[987], geltend gemacht werden.

Eine Steuererleichterung in Form einer Steuerbefreiung sieht § 9 Abs. 1 Nr. 1 StromStG vor. Hier bestehen offenbar keine Unterschiede zu reiner Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien[988]. Auch bei der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme aus Biomasse soll die Entnahme des so erzeugten Stroms privilegiert und damit gefördert werden. Eine abwei-

[985] Siehe ausdrücklich die Gesetzesbegründung zur alten Fassung des § 53 EnergieStG, in dem bis Ende 2012 die Steuerentlastungstatbestände für Stromerzeugungsanlagen und KWK-Anlagen zusammen geregelt waren, BT-Drs. 16/1172, S. 44 f. sowie der in vorheriger Fn. genannten Begründung, die keine Änderung thematisiert, Ausschuss-Drs. 17(9)1024 v. 06.11.2012, S. 15; ebenso zur alten Normfassung *R. Stein/A. Thoms*, Energiesteuern in der Praxis, 2. Aufl., S. 183 und zur neuen Fassung BMF, III B 6 – V 8245/07/10010:009, S. 4.

[986] Richtlinie 2004/8/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 11.02.2004 über die Förderung einer am Nutzwärmebedarf orientierten Kraft-Wärme-Kopplung im Energiebinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 92/42/EWG, ABlEU. L 52/50.

[987] *R. Reuter*, in: B. Khazzoum/C. Kudla/ders. (Hrsg.), Energie und Steuern, 1. Aufl., Rn. 366.

[988] Vgl. oben D.III.2.c.

chende Behandlung, wenn der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt wurde, ist weder aus dem Gesetzeswortlaut, den Gesetzesmaterialien[989] noch der Kommentarliteratur erkennbar und auch nicht angezeigt, da auch die Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung generell als förderwürdig angesehen wird.

(5) Nicht-gesetzliche Förderprogramme

Neben dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz als gesetzliches Hauptinstrument der finanziellen Förderung von in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Stromes (aus Biomasse), existieren auf Bundes- und Landesebene sowie durch private Energieversorgungsunternehmen eine kaum zu überschauende Vielzahl von Förderprogrammen, die sich neben der reinen Kraft-Wärme-Kopplung teilweise auch auf den Einsatz der verschiedenen Biomassearten in Kraft-Wärme-Kopplung fokussieren. Die Förderstrukturen gleichen sich dabei denen der Förderung der reinen Wärmeerzeugung aus Biomasse, wobei es bei einzelnen Programmen Schnittmengen bei der Förderung gibt. Im Folgenden werden die maßgeblichen nicht-gesetzlichen Förderprogramme vorgestellt.

Auf Bundesebene werden vom Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle und der Kreditanstalt für Wiederaufbau – korrespondierend zu Förderprogrammen zum Einsatz von erneuerbaren Energien im Wärme- sowie im Strommarkt – auch für den Bereich der Kraft-Wärme-Kopplungs-Erzeugung verschiedene Programme bzw. Programmteile angeboten. Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle ist die Bewilligungsbehörde für das bereits genannte Impulsprogramm Mini-Kraft-Wärme-Kopplung, das Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit einer Leistung bis einschließlich 20 Kilowatt elektrischer Leistung in Bestandsbauten fördert, vgl. Nr. 2.2 Abs. 1 der Richtlinien[990]. Die Förderung durch einmalige Investitionszuschüsse zielt auf Marktanreize für Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im kleinen und kleinsten Leistungsbereich, um auf dezentraler Ebene die Kraft-Wärme-Kopplungs-Erzeugung in Gebäuden zu erhöhen. Ein konkreter Bezug auf den Einsatz von Biomasse in der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage ist den Förderrichtlinien nicht zu entnehmen[991], der Betreiber ist jedoch nicht gehindert, biogene Brennstoffe, wie Biogas oder Biomethan einzusetzen[992]. Für den Erhalt der Förderung sind verschiedene technische Voraussetzungen zu erfüllen und das Gebäude darf nicht in einem Gebiet mit einem Anschluss- und Benutzungszwang für Fernwärme liegen (Nr. 5 der Richtlinien), um keine konträren Anreize zum Anschluss an

[989] BT-Drs. 14/40 zu § 9 StromStG, S. 12.
[990] Siehe Fn. 50.
[991] Einzig das Förderziel im Rahmen des Zuwendungszwecks nimmt mittelbar Bezug darauf, indem auf das Ziel der Bundesregierung, den Stromanteil aus erneuerbaren Energien zu steigern, hingewiesen wird, siehe Nr. 1.1 I S. 4 der Richtlinien.
[992] So heißt es auch im ursprünglichen Informationsflyer, dass die Förderung brennstoffneutral ist und auch erneuerbare Energieträger wie Biogas oder Biomasse sich in KWK-Anlagen nutzen lassen, vgl. *BMU*, Klimaschutz-Impulsprogramm zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen, Stand: Juni 2008, abrufbar unter http://www.stromerzeugende-heizung.de/download/klimaschutz_impulsprogramm_bmu.pdf (26.09.2013).

die Fernwärmeversorgung zu setzen, die ohnehin verpflichtend ist. Die Fördersätze betragen gestaffelt nach Leistung der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage zwischen 1.500 EUR (bei 1 Kilowatt elektrischer Leistung) und 3.500 EUR (bei 20 Kilowatt elektrischer Leistung). Ab dem 1. Januar 2014 sinken die Fördersätze jährlich um 5 Prozent (Nr. 6 der Richtlinien). Fraglich ist, wie angesichts der Preisunterschiede zwischen Erdgas und Biogas bzw. Biomethan die Marktdurchdringung von Biogas-Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in diesem Segment ist.

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau bietet die Programme Erneuerbare Energien – Premium (Nr. 271, 281) und – Standard (Nr. 270) für den Einsatz von erneuerbaren Energien u.a. zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie für Biogasleitungen an. Hinsichtlich der erstgenannten Erzeugungsanlagen unterscheiden sich die Programme Premium und Standard nach der Größe der Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage. Bei beiden wird u.a. der Einsatz von Biomasse bzw. Biogas gefördert, indem zinsgünstige Investitionsdarlehen, zum Teil mit Tilgungszuschüssen, abgerufen werden können. Nach dem Programm Premium werden streng wärmegeführte und zugleich automatisch beschickte Kraft-Wärme-Kopplungs-Biomasse-Anlagen zur Verfeuerung fester Biomasse mit einer installierten Nennwärmeleistung von mehr als 100 Kilowatt bis maximal 2 Megawatt mittels zinsgünstiger Darlehen[993] sowie einem Tilgungszuschuss in Höhe von 40 EUR pro Kilowatt installierter Nennwärmeleistung gefördert. Mit diesem Programm weiterhin angereizt als Innovationsförderung wird die Errichtung und/oder die Erweiterung von Biogasleitungen für nicht zu Biomethan aufbereitetes Biogas mit einer Länge von mindestens 300 m Luftlinie, sofern das darin transportierte Biogas einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Nutzung zugeführt wird. Die Förderhöhe beträgt 30 Prozent der förderfähigen Investitionskosten. Im Programm Standard werden kleinere Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien bis 100 Kilowatt Nennleistung mit einem zinsgünstigen Darlehen[994] gefördert. Ein ergänzender Tilgungszuschuss für die Darlehen ist nicht vorgesehen.

Auf Landesebene bestehen ferner in den Bundesländern Förderprogramme, auf die hier nicht im Einzelnen eingegangen werden kann[995]. Beispielhaft genannt sei das Programm in Nordrhein-Westfalen auf Grundlage der Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen“ genannt. Danach werden Anlagen zur Effizienzsteigerung von Biogasanlagen bis zu einer Leistung von 600 Kilowatt elektrischer Leistung gefördert, siehe Nr. 6.11 der Richtlinie.

[993] Ab 1,36 % eff. Jahreszins. Stand: 26.09.2013.
[994] Ab 1,76 % eff. Jahreszins. Stand: 26.09.2013.
[995] Einen (nicht mehr aktuellen) Überblick der Programme in den Bundesländern bietet: *FNR*, Förderprogramme der Länder im Bereich Nachwachsende Rohstoffe, Biomasse, Stand: 08/2010, abrufbar unter http://www.fnr.de/fileadmin/biz/pdf/foerderung/Foerderprogramme_Laender_1008.pdf (26.09.2013). Siehe ferner *DBFZ*, Schlussbericht: Regionalisierung der Förderung von Strom aus Biomasse, 2013, S. 23 ff., nicht veröffentlicht.

Neben der staatlichen Förderung bieten schließlich bundesweit private Energieversorgungsunternehmen Förderungen von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zum Einsatz von Biomasse an[996]. Dies erfolgt unter Klimaschutzgesichtspunkten, aber auch im wirtschaftlichen Eigeninteresse zur anschließenden Vermarktung ihrer Brennstoffe.

Die Vielzahl der Programme auf den verschiedenen Ebenen zeigt, dass es – vergleichbar wie im Wärmemarkt – eine sehr breite und unterschiedlich akzentuierte Förderung gibt, die in der Breite sicher wirkt und potentiellen Betreibern vor Ort Ansprechpartner bietet, zugleich aber untereinander – soweit ersichtlich – nicht koordiniert ist.

c. Planungsrechtliche Instrumente

Abschließend werden die planungsrechtlichen Instrumente erläutert, die zur Verfügung stehen, um den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung zu fördern. Diese finden sich auf den verschiedenen Planungsebenen. In diesem Abschnitt wird lediglich festgestellt, ob die unter D.III.2.d. näher untersuchten Regelungen auch für Kraft-Wärme-Kopplung einschlägig sind und auf Abweichungen für die konkret auf Kraft-Wärme-Kopplung aus Biomasse fördernden Regelungen eingegangen. Dabei kann vorweggenommen werden, dass bei den planungsrechtlichen Regelungen für die Förderung des Einsatzes von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in keinem Fall zwischen den eingesetzten Brennstoffen, also fossilen oder erneuerbaren Ursprungs, differenziert wird. Eine Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Formen erneuerbarer Energien erfolgt mithin erst Recht nicht. Die Regelungen zum Kraft-Wärme-Kopplungs-Einsatz gelten folglich immer (auch) für den Einsatz von jeglicher Form von Biomasse.

Auf der Planungsebene der Raumordung existiert ein Grundsatz mit einem konkreten Bezug zur Kraft-Wärme-Kopplung. Der Grundsatz des § 2 Abs. 2 Nr. 6 Satz 8 ROG beinhaltet die Vorgabe an die Raumordnungsplanung, die Voraussetzungen für eine sparsame Energienutzung zu schaffen. Hierunter fallen dezentrale Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplung[997]. Die in dem Grundsatz ebenfalls enthaltene Betonung des Ausbaus erneuerbarer Energien kann neben der sparsamen Energienutzung gesehen werden. Aber auch die Kombination, dass auch der Einsatz erneuerbarer Energien, wie der Biomasse, sparsam in Kraft-Wärme-Kopplung erfolgen und die Raumplanung dafür die Voraussetzungen schaffen soll, ist durch die Gesetzesbegründung nicht augeschlossen[998]. Der Grundsatz fordert daher auch allgemein, die Voraussetzungen zur sparsamen Energieerzeugung aus Biomasse zu schaffen.

---

[996] Auch hier sei nur beispielhaft auf die EVU in NRW verwiesen: http://www.energieagentur.nrw.de/_database/_data/datainfopool/foerderung_bhkw_evu.pdf (26.09.2013).

[997] *P. Runkel*, in: W. Bielenberg/ders./W. Spannowsky (Hrsg.), Raumordnungs- und Landesplanungsrecht des Bundes und der Länder, Bd. 2, EGL 3/14, November 2014, L § 2 Rn. 250.

[998] Die Begründung zu § 2 II Nr. 6 S. 8 ROG sagt dazu aus, dass dem Ausbau erneuerbarer Energien und der sparsamen Energienutzung besondere Bedeutung zukommt. Denn in einer ressourcenschonenden Energieer-

Die Planungsleitlinie in § 1 Abs. 6 Nr. 7 lit. f BauGB ist auch für die Nutzung von aus (jeglicher Form von) Biomasse gewonnener Energie in Kraft-Wärme-Kopplung einschlägig, wie sich bereits aus dem Worlaut „sparsame und effiziente Nutzung von Energie“ ergibt[999]. Ein Vorrang gegenüber anderen Belangen besteht nicht[1000].

Ebenfalls für die Kraft-Wärme-Kopplung einschlägig ist die Darstellungsmöglichkeit in Flächennutzungsplänen nach § 5 Abs. 2 Nr. 2 lit. b BauGB[1001], die mit der Klimaschutznovelle 2011 ausdrücklich um Anlagen, Einrichtungen und Maßnahmen der „Kraft-Wärme-Kopplung“ erweitert wurde[1002]. Insbesondere sind seitdem Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes erfasst[1003]. Der Gesetzeswortlaut „oder“ lässt zwar vermuten, dass einerseits Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien und andererseits Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen zur Ausstattung des Gemeindegebiets dargestellt werden können. Es wäre aber nicht nachvollziehbar, wenn Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die Biomasse als erneuerbare Energie einsetzen, nicht erfasst wären[1004]. Es werden folglich alle in Betracht kommenden Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen erfasst[1005], daher auch solche, die Biomasse als Energieträger einsetzen.

Auf der nächsten Ebene der Bebauungsplanung greifen auch für Nutzung von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung die Festsetzungsmöglichkeiten der §§ 9 Abs. 1 Nr. 12 Hs. 2 sowie 9 Abs. 1 Nr. 23b BauGB, die ebenfalls ausdrücklich “Kraft-Wärme-Kopplung” aufzählen und durch die Klimaschutznovelle 2011 korrespondierend zur den Darstellungsmöglichkeiten des Flächennutzungsplans darum erweitert wurden[1006]. Nach der Ansicht von *Spannowsky* hatte die Erweiterung jedoch keine materiellen Auswirkungen, da von der Festsetzungsmöglichkeit “Versorgungsflächen” auch vorher schon Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen umfasst waren[1007]. Festsetzungen nach Nr. 12 Hs. 2 kommen beispielsweise wegen der Größe von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in Betracht, wenn sie bestimmte Baugebiete oder Stadtteile ver-

---

zeugung unter Einschluss der Nutzung erneuerbarer Energien sowie in der Steigerung der Energieeffizienz liegen die größten Potentiale zur Verminderung des Kohledioxidausstoßes, siehe BT-Drs. 16/10292, S. 22.

[999] Ausdrücklich Bezug nehmend auf KWK: *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 1 Rn. 150.

[1000] *U. Battis*, in: ders./M. Krautzberger/R.-P-. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 1 Rn. 67.

[1001] Dazu grundsätzlich oben D.III.2.d.(2)(b).

[1002] *S. Mitschang*, in*:* U. Battis/M. Krautzberger/R.-P-. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 5 Rn. 17c.

[1003] *S. Mitschang*, in*:* U. Battis/M. Krautzberger/R.-P-. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 5 Rn. 17b.

[1004] Die Kommentierung von *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 5 Rn. 29 ff. spricht auch durchgängig von erneuerbaren Energien „und“ KWK.

[1005] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 5 Rn. 29b.

[1006] *S. Mitschang/O. Reidt*, in*:* U. Battis/M. Krautzberger/R.-P-. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 9 Rn. 68.

[1007] *W. Spannowsky*, in: ders./M. Uechtritz (Hrsg.), BeckOK BauGB, 27. Ed., September 2014, § 9 Rn. 48.

sorgen sollen[1008]. Beispiel für die Festsetzungsmöglichkeit des Nr. 23b ist die Verpflichtung für bauliche Anlagen zum Anschluss an Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung[1009].

Bei den zulässigen Gegenständen von städtebaulichen Verträgen ist die Kraft-Wärme-Kopplung ebenfalls in § 11 Abs. 1 Satz 2 Nr. 4 BauGB ausdrücklich genannt. Auch sie umfasst sämtliche Arten von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen[1010]. Den Gemeiden soll mit der Regelung verdeutlicht werden, dass sie auch mittels städtebaulicher Verträge ihrer Verantwortung für Klimaschutz und Klimafolgenanpassung gerecht und die Nutzung u.a. von Kraft-Wärme-Kopplung ermöglichen können[1011].

Speziell für die energetische Nutzung von Biomasse sieht § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB eine Privilegierung für Außenbereichsvorhaben vor. In Ergänzung zu den bisherigen Ausführungen hierzu gilt, dass auch die zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung erforderlichen Anlagen[1012] von der Privilegierung – soweit die weiteren Voraussetzungen erfüllt sind – umfasst sind. Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen fallen begrifflich unter die „anderen Anlagen“ nach § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d BauGB, so dass nur Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit einer maximalen Feuerungswärmeleistung von 2,0 Megawatt priviligiert sind.

§ 148 Abs. 2 Satz 1 Nr. 5 BauGB nennt ferner im Rahmen von Sanierungsmaßnahmen seit der Klimaschutznovelle 2011 auch Anlagen und Einrichtungen der Kraft-Wärme-Kopplung als Baumaßnahmen, deren Durchführung grundsätzlich dem Eigentümer vorbehalten bleibt, für die die Gemeinde jedoch die Voraussetzungen zu schaffen hat. Zweck der Regelung ist es, auch bei Sanierungsmaßnahmen im Gebäudebestand, den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung aus klimaschutzpolitischen Gründen zu forcieren[1013].

Als letztes Instrument sieht das Städtebaurecht in § 248 Satz 1 BauGB ausdrücklich eine Sonderregelung zur sparsamen und effizienten Nutzung von Energie vor, also insbesondere auch den Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung[1014]. Danach sind bei Maßnahmen an bestehenden Gebäuden in beplanten Gebieten und im Innenbereich zum Zwecke der Energieeinsparung geringfügige Abweichungen von den Festsetzungen des Bebauungsplans zulässig.

[1008] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 110b.
[1009] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 9 Rn. 197e.
[1010] *K. Hoffmann*, in: W. Spannowsky/M. Uechtritz (Hrsg.), BeckOK BauGB, 27. Ed., September 2014, § 11 Rn. 32.
[1011] *O. Reidt*, in: U. Battis/M. Krautzberger/R.-P-. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 11 Rn. 61; *M. Krautzberger*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ders. (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 11 Rn. 165.
[1012] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 35 Rn. 59a.
[1013] Vgl. *S. Mitschang*, in: U. Battis/M. Krautzberger/R.-P-. Löhr (Hrsg.), BauGB, 12. Aufl., § 148 Rn. 8a; *M. Krautzberger*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/ders. (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 148 Rn. 26.
[1014] *W. Söfker*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauGB, 114. EGL, Juli 2014, § 248 Rn. 6.

Für die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung (auch beim Einsatz von Biomasse) normiert § 14 Abs. 3 BauNVO schließlich eine Sonderreglung, dass Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen innerhalb von Gebäuden auch dann als zulässige Nebenanlagen zählen, wenn die erzeugte Energie vollständig oder überwiegend in das öffentliche Netz eingespeist wird. Hintergrund dieser Privilegierung ist, dass Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die nicht (überwiegend) der Eigenversorgung des Gebäudes mit Energie dienen, u.U. keine für die Einordnung als Nebenanlage untergeordnete Funktion aufweisen und als gewerbliche Anlage nicht in allen Baugebieten zulässig wären[1015]. Da der Gesetzgeber jedoch die klimaschonenende Erzeugung und sparsame sowie effiziente Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen fördern will[1016], hat er mit § 14 Abs. 3 BauNVO eine gesetzliche Fiktion[1017] geschaffen, dass Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen – neben Photovoltaik-Anlagen –, die in das öffentliche Netz einspeisen, als zulässige Nebenanlage iSd. § 14 Abs. 1 Satz 1 BauNVO gelten.

Die Ermächtigung in § 16 EEWärmeG iVm. mit den jeweiligen Gemeindeordnungen der Bundesländer stellt abschließend ein Instrument dar, den Anschluss an aus Kraft-Wärme-Kopplung gespeiste Wärmenetze für bestimmte Gemeindegebiete verpflichtend festzulegen. Nach der Kommentarliteratur besteht jedoch ein Nebeneinander vom Anschlusszwang an ein Wärmenetz, das anteilig aus erneuerbaren Energien oder aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen gespeist wird[1018]. § 16 EEWärmeG könnte demnach dahingehend auszulegen sein, dass der Satzungsgeber nicht vorschreiben darf, dass der Anschluss an ein Wärmenetz, das in der Kombination aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugter Wärme gespeist wird, verpflichtend ist. Die Gesetzesbegründung[1019] spricht jedenfalls von einem Zwang zum Anschluss an ein Netz, in dem die Endenergie anteilig aus erneuerbaren Energien „oder“ überwiegend aus Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen stammt. Inwieweit es der Gemeinde jedoch verwehrt sein soll, den Anschluss an ein Wärmenetz vorzuschreiben, dass aus einem Kraftwerk gespeist wird, dass Wärme (ggf. jeweils anteilig) aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt, ist nicht einsichtig.

d. Zwischenfazit

Die Untersuchung hat gezeigt, dass der Einsatz von Biomasse in den unterschiedlichen Aggregatzuständen auch als Kraft-Wärme-Kopplungs-Nutzung staatlich unterstützt wird. Festzuhalten ist dabei jedoch, dass die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung zuvorderst den

[1015] *J. Stock*, in: H. König/T. Roeser/ders. (Hrsg.), BauNVO, 3. Aufl., § 14 Rn. 46.
[1016] *J. Stock*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauNVO, 114. EGL, Juli 2014, § 15 Rn. 97.
[1017] *J. Stock*, in: W. Ernst/W. Zinkahn/W. Bielenberg/M. Krautzberger (Hrsg.), BauNVO, 114. EGL, Juli 2014, § 15 Rn. 105.
[1018] Mit Bezug auf die Gesetzesbegründung und die Ersatzmaßnahmen in § 7 Nr. 3 EEWärmeG siehe *A. Milkau*, in: T. Müller/V. Oschmann/G. Wustlich (Hrsg.), EEWärmeG, 1. Aufl., § 16 Rn. 57.
[1019] BR-Drs. 9/08, S. 66

effizienten Einsatz von fossilen Energieträgern im Fokus hat und der Einsatz von Biomasse als erneuerbarer Energie nur an einzelnen Stellen unmittelbar adressiert wird. Bei den ordnungsrechtlichen Anreizen kann durch den Anschluss an ein Wärmenetz, das u.a. durch die energetische Biomassenutzung mit Wärme gespeist wird, den Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz genüge getan werden. Beim Einsatz von Biogas zur Wärmeversorgung von Gebäuden ist die Kraft-Wärme-Kopplungs-Nutzung aus Effizienzgründen sogar verpflichtend. Ähnliches gilt auf Länderebene im Erneuerbare-Wärme-Gesetz des Landes Baden-Württemberg, das ebenfalls den dezentralen oder zentralen Einsatz von Biomasse zur Wärmeversorgung und Erfüllung der gesetzlichen Verpflichtungen ermöglicht.

Bei den förderrechtlichen Anreizen reicht das Spektrum der Förderung der erzeuten Stromengen durch die Fördersystematik des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Steuervergünstigungen für Biomasse als Energieerzeugnis und Steuererleichterungen für den aus Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom und schließlich nicht-gesetzlichen Fördermaßnahmen für Anlagen- und Infrastrukurinvestitionen. Bei der Erneuerbaren-Energien-Gesetz-Förderung ist bemerkenswert, dass diese im Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2009 zunächst als Bonusförderung ausgestaltet war und dann zu einer Nutzungspflicht für den Erhalt der Förderung umgestaltet wurde. Im aktuellen Erneuerbaren-Energien-Gesetz 2014 gilt diese Restriktion nur noch für die Verstromung von Biomethan. Die Wärmeerzeugung erhält keine staatliche Förderung.

Eine Besonderheit beim Einsatz von Biomasse in Kraft-Wärme-Kopplung liegt für die Betreiber darin, dass dadurch zwei Anreize, nämlich ordnungs- und förderrechtlich genutzt werden können: Zum einen können die Verpflichtungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes bzw. des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes erfüllt und zum anderen können (bei dezentraler Nutzung) zusätzliche Einnahmen durch die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung für den in Kraft-Wärme-Kopplung aus Biomasse erzeugten Strom generiert werden. Ferner haben Anlagenbetreiber den Anreiz, von einem Betrieb mit fossilen Brennstoffen auf Biomasse umzustellen und dadurch nach Ablauf der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vergütung auf die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung zu wechseln. Dadurch kann die Wirtschaftlichkeit der Anlage ggf. besser ausgenutzt werden.

Bei den planungsrechtlichen Instrumenten ist der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung u.a. für erneuerbare Energien zwar auf den unterschiedlichen Planungsebenenen in den letzten Jahren vermehrt verankert worden. Konkrete Bezüge zu Biomasse bestehen hingegen nicht.

2. Nachhaltigkeitsanforderungen an Biomasse

Im Folgenden werden die europäischen (a.) und die nationalen (b.) Nachhaltigkeitsanforderungen für Biomasse dargestellt.

a. Zur Nachhaltigkeit von Biomasse im europäischen Recht

Eines der zentralen Elemente des von der Europäischen Union im Jahr 2009 verabschiedeten Klima- und Energiepaketes ist die Richtlinie 2009/28/EG (EE-RL) zur Förderung der Nutzung erneuerbarer Energien vom 23. April 2009. Neben den verbindlichen Zielen hinsichtlich der Anteile erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch der Union *insgesamt*[1020] sowie der einzelnen Mitgliedstaaten bis zum Jahr 2020 in Art. 3 Abs. 1 iVm. Anhang I Teil A der Richtlinie, enthält diese auch erstmals genaue Nachhaltigkeitsstandards bezüglich der energetischen Nutzung von Biomasse bei der Erzeugung von Strom und Wärme sowie im Biokraftstoffsektor, welche bis zum 5. Dezember 2010 von den Mitgliedstaaten in nationales Recht zu implementieren waren[1021].

Vorschriften zu Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe[1022] sowie zur Überprüfung ihrer Einhaltung enthalten die Art. 17 ff. der RL 2009/28/EG. Art. 17 Abs. 2 bis 6 stellt die Richtlinie spezifische Anforderungen an Treibhausgasemissionen[1023], die Art der Anbauflächen und – für in der Gemeinschaft angebaute Rohstoffe – die landwirtschaftliche Produktion[1024]. Nur wenn die zur Energieerzeugung verwendete Biomasse diese Voraussetzungen erfüllt, kann sie im Rahmen der in Art. 17 Abs. 1 RL 2009/28/EG genannten Zwecke berücksichtigt werden:

1. Bewertung der Einhaltung der die nationalen Ziele betreffenden Anforderungen der Richtlinie,
2. Bewertung der Einhaltung der Verpflichtung zur Nutzung erneuerbarer Energien,
3. Möglichkeit der finanziellen Förderung für den Verbrauch von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen[1025].

(1) Primärrechtliche Grundlage für Nachhaltigkeitsanforderungen

Die Richtlinie 2009/28/EG basiert, im Gegensatz zu ihrer Vorgängerrichtlinie aus dem Jahr 2001[1026], auf zwei primärrechtlichen Grundlagen: der Umweltkompetenz des Art. 175 Abs. 1

[1020] Diese betragen 20% am gesamten Bruttoendenergieverbrauch sowie 10% des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor, Art. 3 I, 4 der RL 2009/28/EG.
[1021] *D. Müller,* Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2011, S. 405 (405).
[1022] Ausgenommen ist feste und gasförmige Biomasse; *J. Vollprecht,* Die neue Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Auswirkung auf die Vergütung von Strom nach dem EEG, IR 2010, S. 28 (28).
[1023] Angaben zur genauen Berechnung enthält Art. 19 der RL 2009/28/EG.
[1024] *G. Ludwig,* Nachhaltigkeitsanforderungen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe im europäischen Recht, ZUR 2009, S. 317 (317 ff.).
[1025] *J. Vollprecht,* Die neue Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Auswirkung auf die Vergütung von Strom nach dem EEG, IR 2010, S. 28 (28); *G. Ludwig,* Nachhaltigkeitsanforderungen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe im europäischen Recht, ZUR 2009, S. 317 (318).
[1026] Richtlinie 2001/77/EG; siehe hierzu *V. Oschmann,* Strom aus erneuerbaren Energien im Europarecht, 1. Aufl., S. 155.

EG (Art. 191 Abs. 1 AEUV) sowie der Binnenmarktkompetenz des Art. 95 EG (Art. 114 AEUV), wobei auf Art. 95 EG lediglich die Art. 17 bis 19 RL 2009/28/EG zu den Nachhaltigkeitsanforderungen von Biokraftstoffen und flüssiger Biobrennstoffe gestützt werden[1027]. Begründet wurde dies damit, dass sich dementsprechende Maßnahmen „auch auf das ordnungsgemäße Funktionieren des Binnenmarktes auswirken und […] den Handel mit Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen […] zwischen den Mitgliedstaaten erleichtern"[1028].

Eine solche Doppel- oder Mehrfachabstützung ist nach Rechtsprechung des EuGH grundsätzlich möglich, wenn von dem fraglichen Rechtsakt zwei Themenkomplexe behandelt werden, die untrennbar miteinander verbunden sind, dieser also nicht eindeutig einer Rechtsgrundlage zugeordnet werden kann[1029]. In einem solchen Fall ist, ausgehend von objektiven Kriterien[1030] wie bspw. Ziel und Inhalt der Vorschrift, zu prüfen, ob tatsächlich kein eindeutiger Regelungsschwerpunkt der Vorschrift auszumachen ist[1031]. Nach Ansicht des Ausschusses des Europäischen Parlaments für Industrie, Forschung und Energie sowie des Rechtsausschusses ist hierauf jedoch nur in besonderen Ausnahmefällen und lediglich, sofern die unterschiedlichen Schwerpunkte gleichberechtigt nebeneinander stehen, zurückzugreifen[1032]. Vor diesem Hintergrund wird im Hinblick auf die Richtlinie 2009/28/EG genauso vertreten, dass diese aufgrund ihres eindeutigen umweltpolitischen Schwerpunkts auf lediglich eine Rechtsgrundlage, nämlich die Umweltkompetenz des Art. 175 Abs. 1 EG zu stützen sei, denn auch die Nachhaltigkeitsanforderungen der Art. 17-19 RL 2009/28/EG dienten in ihrem Kern den Zielen des Klimaschutzes[1033].

Letztere Erwägungen nahm die Kommission zwar in ihren Vorschlag für eine Richtlinie zur Förderung der Nutzung von Energien aus erneuerbaren Quellen auf, entschied sich im Er-

---

[1027] *W. Lehnert/J. Vollprecht,* Neue Impulse von Europa – Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (308 f.).

[1028] Erwägungsgrund 94 der RL 2009/28/EG; insbesondere dürfen die Mitgliedstaaten keine strengeren Anforderungen an die Nachhaltigkeit stellen und so den Handel behindern, KOM(2008) 19 endg. v. 23.01.2008, S. 10.

[1029] EuGH, Urt. v. 04.10.1991, Rs. C-70/88 (Europäisches Parlament/Rat), Slg. 1991, I-4529, Rn. 17; EuGH, Urt. v. 11.06.1991, Rs. C-300/89 (Kommission der EG/Rat der EG – „Titandioxyd"), Slg. 1991, I-2867, Rn. 17 f.; EuGH, Urt. v. 25.02.1999, Rs. C-164/97 und C-165/97 (Europäisches Parlament/Rat), Slg. 1999, I-1139, Rn. 14; *V. Oschmann,* Strom aus erneuerbaren Energien im Europarecht, 1. Aufl., S. 115 f.

[1030] EuGH, Urt. v. 26.03.1987, Rs. C-45/86 (Kommission/Rat), Slg. 1987, I-1439, Rn. 5.

[1031] EuGH, Urt. v. 28.06.1994, Rs. C-187/93 (Europäisches Parlament/Rat), Slg. 1994, I-2857, Rn. 17; *W. Lehnert/J. Vollprecht,* Neue Impulse von Europa – Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (309).

[1032] Entwurf eines Berichts v. 13.05.2008 über den Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen, 2008/0016 (COD) (Turmes-Bericht); Stellungnahme des Rechtsausschusses des Europäischen Parlaments v. 27.06.2008 zu der Rechtsgrundlage zu dem Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (KOM(2008)0019 – C6-0046/2008 – 2008/0016(COD)), S. 2.

[1033] *W. Lehnert/J. Vollprecht* sprechen insoweit von einem „Annex zum Gesamtkomplex ‚Klimaschutz'"; *W. Lehnert/J. Vollprecht,* Neue Impulse von Europa – Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (309); *T. Müller/C. Bitsch,* Die Umweltkompetenz nach Art. 175 Abs. 2 EG, EurUP 2008, S. 220 (226).

gebnis allerdings, wie bereits erläutert, für eine Subsumtion von Nachhaltigkeitskriterien unter die Binnenmarktkompetenz des Art. 175 Abs. 1 EG[1034].

(2) Nachhaltigkeit von Biomasse in der Richtlinie 2009/28/EG

Erwägungsgrund 65 der Richtlinie 2009/28/EG spricht davon, dass die Herstellung von Biokraftstoffen „auf nachhaltige Weise" erfolgen soll, sie geht jedoch nicht näher darauf ein, was genau nachhaltig hergestellte Biokraftstoffe sind bzw. was der Begriff „nachhaltig" per definitionem bedeutet[1035]. Sowohl die in die Richtlinie 2009/28/EG aufgenommenen diesbezüglichen Anforderungen[1036] als auch die Vorgaben der einzelnen Mitgliedstaaten zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen konkretisieren jedoch den grundsätzlich sehr weiten Nachhaltigkeitsbegriff[1037]. Zunächst soll im Folgenden das System der Nachhaltigkeitskriterien der Art. 17 und 18 der Richtlinie 2009/28/EG dargestellt werden.

(a) Von den Kriterien erfasste Stoffe

Die Nachhaltigkeitskriterien beziehen sich auf Biokraftstoffe sowie flüssige Biobrennstoffe. Bei Ersteren handelt es sich nach Art. 2 lit. i) RL 2009/28/EG um „flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden". Flüssige Biobrennstoffe[1038] hingegen sind „flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte bestimmt sind", Art. 2 lit. j) RL 2009/28/EG. Gem. Art. 2 lit e) RL 2009/28/EG ist Biomasse dabei der „biologisch abbaubare Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Wirtschaftszweige einschließlich der Fischerei und der Aquakultur sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten". Im Ergebnis bedeutet dies, dass auch für Biogas, welches als Kraftstoff verwendet wird, die Nachhaltigkeitskriterien anzuwenden sind, bei der Anwendung in den Sektoren Elektrizität sowie Wärme/Kälte diese jedoch nicht gelten[1039].

(b) Das System der Nachhaltigkeitsanforderungen des Art. 17 EE-RL

Gem. Art. 17 Abs. 1 RL 2009/28/EG müssen Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe die in derselben Vorschrift erläuterten Nachhaltigkeitskriterien erfüllen, sofern sie für einen der in Abs. 1 lit. a) bis c) genannten Zwecke verwendet werden sollen. Es besteht somit kein gene-

---

[1034] KOM(2008) 19 endg. v. 23.01.2008, S. 10 f.
[1035] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (176).
[1036] Diese gelten laut Erwägungsgrund 67 der RL 2009/28/EG auch für flüssige Biobrennstoffe, um ein Ausweichen auf den Elektrizitäts- und Wärmesektor und damit ein Umgehen der Kriterien zu verhindern.
[1037] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (176).
[1038] Erwägungsgrund 67 der RL 2009/28/EG.
[1039] Mitteilung der Kommission zur praktischen Umsetzung des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe sowie zu den Berechnungsregeln für Biokraftstoffe, 2010/C 160/02.

relles Verbot, sonstige Biokraftstoffe oder flüssige Biobrennstoffe auf den europäischen Markt zu bringen[1040], allerdings bedeutet dies, dass sie weder auf a) die durch die Richtlinie vorgegebenen nationalen Ziele noch auf b) die Verpflichtungen zur Nutzung erneuerbarer Energien (bspw. Beimischungsquoten) angerechnet werden können[1041]. Außerdem entfällt c) die Möglichkeit der finanziellen Förderung für den Verbrauch von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen[1042]. Die für diese Zwecke geltend gemachte flüssige Biomasse stellt jedoch den Großteil der insgesamt verwendeten Menge an Energieträgern dieser Art dar[1043].

Die Anforderungen gelten ganz unabhängig davon, ob die Rohstoffe aus Europa stammen oder aus dem außereuropäischen Raum importiert werden, Art. 17 Abs. 1 RL 2009/28/EG. Angesichts der Tatsache, dass vor dem Hintergrund der unionalen Zielvorgaben bis zum Jahr 2020 – trotz eines abflachenden Trends[1044] – mit einer steigenden Nachfrage nach Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen zu rechnen ist[1045], wächst der Bereich der Einfuhr dieser Produkte und der zu ihrer Herstellung benötigten Substrate stetig[1046]. Bereits in der Vergangenheit wurde ein beträchtlicher Anteil, insbesondere an Biokraftstoffen importiert[1047] – mit steigender Tendenz[1048]. Mit Nachhaltigkeitsanforderungen soll somit auch kritischen globalen Einwirkungen entgegentreten werden, die entlang der Wertschöpfungskette flüssiger Energieträger auftreten können[1049]. Allerdings spiegelt sich in der Richtlinie 2009/28/EG

[1040] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (176); *J. Lin,* The Sustainability of Biofuels: Limits to the Meta-Standard Approach, GCD Working Paper 011, 2010, S. 7; *L. Franken,* Nachhaltigkeitsstandards und ihre Vereinbarkeit mit WTO-Recht, ZUR 2010, S. 66 (67).

[1041] *L. Franken,* Nachhaltigkeitsstandards und ihre Vereinbarkeit mit WTO-Recht, ZUR 2010, S. 66 (67); für Biokraftstoffe gilt darüber hinaus, dass nur diese auf das Treibhausgasemissionsreduktionsziel der Richtlinie zur Kraftstoffqualität (Art. 7a der Richtlinie 2009/30/EG) angerechnet werden und Investitions- und/oder Betriebsbeihilfen gemäß den Leitlinien der Gemeinschaft für staatliche Umweltschutzbeihilfen (2008/C 82/01) erhalten können, sowie für „E85"-Bioethanol, dass nur dieser im Rahmen der Bestimmungen der Verordnung über CO_2-Emissionen von Personenkraftwagen für mit alternativem Kraftstoff betriebene Fahrzeuge (Art. 6 der Verordnung (EG) Nr. 443/2009) berücksichtigt werden.

[1042] Eine Ausnahme gilt gem. Art. 17 I RL 2009/28/EG jedoch für aus Abfällen und Reststoffen – ausgenommen Reststoffe aus der Land- und Forstwirtschaft sowie der Aquakultur und Fischerei – hergestellte Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe, welche lediglich die Anforderungen des Art. 17 II RL 2009/28/EG erfüllen müssen.

[1043] Mitteilung der Kommission zur praktischen Umsetzung des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe sowie zu den Berechnungsregeln für Biokraftstoffe, 2010/C 160/02.

[1044] Dies ist überwiegend auf zwei Faktoren zurückzuführen: die anhaltende Wirtschaftskrise, welche viele Staaten dazu gezwungen hat, ihre Biokraftstoffziele zu drosseln, und Unsicherheiten hinsichtlich bevorstehender europäischer Rechtsprechung; EurObserv'ER Biofuels Barometer, 2013, abrufbar unter http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro216_en.pdf (09.03.2015).

[1045] EurObserv'ER Biofuels Barometer, 2013, abrufbar unter http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/observ/baro216_en.pdf (09.03.2015).

[1046] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (177).

[1047] 2008 betrug die Zahl 25% der abgesetzten Biokraftstoffe, *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (176).

[1048] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (176).

[1049] *G. Ludwig,* Nachhaltigkeitsanforderungen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe im europäischen Recht, ZUR 2009, S. 317 (317 f.); dies wirft allerdings auch Fragen hinsichtlich der Vereinbarkeit mit internationalem

auch die Besorgnis hinsichtlich der weltweiten Folgen einer sich ausweitenden Nutzung flüssiger Bioenergieträger in der Union und der eventuell mangelnden Effektivität der Nachhaltigkeitskriterien insbesondere in Drittländern wider. Neben weiteren Voraussetzungen[1050] determiniert Art. 17 Abs. 7 RL 2009/28/EG Berichtspflichten der Kommission, mithilfe derer Maßnahmen zur Einhaltung der Kriterien sowohl in Mitglied- als auch in Drittstaaten überprüft werden sollen. Darüber hinaus sind „alle zwei Jahre die Folgen einer erhöhten Nachfrage nach Biokraftstoff im Hinblick auf die soziale Tragbarkeit in der Gemeinschaft und in Drittländern sowie […] die Folgen der Biokraftstoff-Politik der Gemeinschaft hinsichtlich der Verfügbarkeit von Nahrungsmitteln zu erschwinglichen Preisen, insbesondere für die Menschen in Entwicklungsländern, und […] weitergehende entwicklungspolitische Aspekte“ zu evaluieren. Auf dieser Grundlage soll dann die Kraftstoffpolitik der Union angepasst werden[1051].

Die umweltpolitischen Kriterien betreffen zum einen den Schutz des Klimas durch die Minderung von Treibhausgasen[1052], zum anderen geht es um den Schutz von Umwelt und Natur durch die Bewahrung konkreter Flächen vor dem Anbau von Rohstoffen zur Herstellung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen[1053]. Darüber hinaus gelten für auf dem Gebiet der Gemeinschaft angebaute Rohstoffe besondere Vorschriften des europäischen Agrarrechts[1054] (sog. Cross-Compliance-Vorschriften[1055]). Konkret fordert Art. 17 Abs. 2 RL 2009/28/EG, dass die Treibhausgasemissionsminderung[1056] der für die in Abs. 1 genannten Zwecke verwendeten Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe im Vergleich zu konventionellen Energieträgern dieser Art 35 Prozent beträgt. Dieser Wert erhöht sich ab dem 01. Januar 2017 auf 50 Prozent, und für Stoffe aus Anlagen, die ihre Produktion nach diesem Termin aufnehmen, gilt ab dem 01. Januar 2018 ein Grenzwert von 80 Prozent (Art. 17 Abs. 2

Recht, insbesondere mit dem WTO-Recht auf, ausführlich hierzu siehe: *L. Franken,* Nachhaltigkeitsstandards und ihre Vereinbarkeit mit WTO-Recht, ZUR 2010, S. 66 (67 ff.).

[1050] Hierzu gehört die Angabe, ob Drittländer und Mitgliedstaaten, die eine bedeutende Rohstoffquelle für die in der Gemeinschaft verbrauchten Biokraftstoffe darstellen, bestimmte Übereinkommen der Internationalen Arbeitsorganisation sowie Übereinkommen zur biologischen Sicherheit und den internationalen Handel mit gefährdeten Arten frei lebender Tiere und Pflanzen ratifiziert und umgesetzt haben, Art. 17 VII UAbs. 2, 3 RL 2009/28/EG.

[1051] *G. Ludwig,* Nachhaltigkeitsanforderungen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe im europäischen Recht, ZUR 2009, S. 317 (320).

[1052] Art. 17 II, IV RL 2009/28/EG.

[1053] Art. 17 III, V RL 2009/28/EG; *J. Adolf/U. Fritsche,* Energiewende im Verkehrsektor: Welcher Beitrag ist durch Biokraftstoffe erreichbar?, et 3/2013, S. 91 (93); *L. Franken,* Nachhaltigkeitsstandards und ihre Vereinbarkeit mit WTO-Recht, ZUR 2010, S. 66 (66 f.).

[1054] Art. 17 VI RL 2009/28/EG.

[1055] Nähere Ausführungen zu Vorschriften der Cross-Compliance bspw. in *E. Rehbinder,* Naturschutzrechtliche Probleme der Cross Compliance in FFH-Gebieten, ZUR 2008, S. 178 (178 ff.).

[1056] Die Berechnung erfolgt nach Art. 19 I RL 2009/28/EG (Art. 17 II UAbs. 3 RL 2009/28/EG).

UAbs. 2 RL 2009/28/EG)[1057]. Unter der Bewahrung konkreter Flächen ist zu verstehen, dass Rohstoffe für die Herstellung von Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen, die auf die Zwecke des Abs. 1 angerechnet werden sollen, weder auf Flächen mit hohem Wert hinsichtlich der biologischen Vielfalt (Art. 17 Abs. 3 RL 2009/28/EG)[1058] noch auf Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand (Art. 17 Abs. 4 RL 2009/28/EG)[1059] oder auf Torfmooren (Art. 17 Abs. 5 RL 2009/28/EG) gewonnen werden dürfen[1060]. Referenzzeitpunkt in diesen Fällen ist Januar 2008[1061], d.h. Flächen, die zum Zeitpunkt der Gewinnung des Rohstoffs den gleichen Status hatten wie zum Referenzzeitpunkt, fallen nicht unter Art. 17 Abs. 3 bis 5 RL 2009/28/EG.

Spezielle Ausnahmen gelten für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die aus Abfällen und Reststoffen[1062] hergestellt werden. Aus Art. 17 Abs. 1 UAbs. 2 RL 2009/28/EG ergibt sich, dass für diese nur die Vorgaben hinsichtlich der Treibhausgaseinsparungen ohne direkten Bezug zu Anbauflächen (Art. 17 Abs. 2 RL 2009/28/EG) anwendbar sind. Was genau die Begriffe „Abfälle“ und „Reststoffe“ umfassen, wird in der Richtlinie nicht explizit definiert, d.h. es kann in diesem Fall zu Abgrenzungsproblemen bei der Anwendung der Vorschrift kommen[1063]. Gleiches gilt im Rahmen des Art. 21 Abs. 2 RL 2009/28/EG, nach dem u.a. Biokraftstoffe, die aus Abfällen und Reststoffen hergestellt werden, auf die nationalen Erneuerbare-Energien-Ziele sowie die europäische Vorgabe von 10 Prozent erneuerbarer Energien für den Verkehrssektor im Vergleich zu anderen Biokraftstoffen doppelt angerechnet werden können. Auch hier ist nicht ausdrücklich geklärt, worum genau es sich bei besagten Abfällen und Reststoffen handelt.

Laut Art. 17 Abs. 8 RL 2009/28/EG ist es den Mitgliedstaaten nicht gestattet, über die in diesem Artikel aufgestellten Nachhaltigkeitskriterien hinausgehende Anforderungen an die für die Zwecke des Art. 17 Abs. 1 RL 2009/28/EG verwendeten Biokraftstoffe und flüssigen Biobrennstoffe zu stellen, wodurch eine überwiegend einheitliche Umsetzung gewährleistet werden soll. Ein solches Vorgehen schafft zum einen Rechtssicherheit für die Marktteilneh-

[1057] *G. Ludwig,* Nachhaltigkeitsanforderungen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe im europäischen Recht, ZUR 2009, S. 317 (318).

[1058] Hierzu gehören Primärwald und andere bewaldete Flächen, zu Naturschutzzwecken ausgewiesene Flächen sowie Grünland mit großer biologischer Vielfalt, Art. 17 III lit. a-c RL 2009/28/EG.

[1059] Hierzu gehören Feuchtgebiete, kontinuierlich bewaldete Gebiete sowie Gebiete mit einem bestimmten Bestand an Bäumen, Art. 17 IV lit. a-c RL 2009/28/EG.

[1060] *G. Ludwig,* Nachhaltigkeitsanforderungen beim Anbau nachwachsender Rohstoffe im europäischen Recht, ZUR 2009, S. 317 (318 f.).

[1061] Art. 17 III bis V RL 2009/28/EG.

[1062] Ausgenommen sind Reststoffe land- und forstwirtschaftlicher Herkunft sowie solche aus Aquakulturen und der Fischerei.

[1063] *S. Romppanen,* The EU’s Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (176); für eine Bestimmung wird in diesem Fall hingewiesen auf die Definition der Richtlinie 2009/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 19.11.2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien bzw. findet sich nunmehr ein genauer Hinweis in der Mitteilung der Kommission zur praktischen Umsetzung des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe sowie zu den Berechnungsregeln für Biokraftstoffe, 2010/C 160/02.

mer, die nicht mit zusätzlichen Verpflichtungen rechnen müssen, zum anderen stärkt es die Bedeutung und Durchsetzungskraft der europäischen Vorgaben auch hinsichtlich der Zertifizierungssysteme[1064]. Nichtsdestotrotz führen unbestimmte Rechtsbegriffe und Auslegungsspielräume[1065] in der Richtlinie dazu, dass die einzelnen Mitgliedstaaten voneinander abweichende Standards erarbeitet haben[1066].

(c) Die Nachweispflichten in Art. 18 EE-RL

Wie bereits dargestellt, verbieten die Nachhaltigkeitskriterien der Richtlinie 2009/28/EG nicht das Inverkehrbringen sonstiger Biokraftstoffe oder flüssiger Biobrennstoffe. Sollen diese jedoch für die in Art. 17 Abs. 1 RL 2009/28/EG genannten Zwecke genutzt werden, ist die Übereinstimmung mit den Anforderungen der Art. 17 Abs. 2 bis 5 RL 2009/28/EG nachzuweisen.

i. Das Massenbilanzsystem

Art. 18 Abs. 1 RL 2009/28/EG trägt den Mitgliedstaaten auf, ein Nachweissystem zu erstellen, welches es den Wirtschaftsteilnehmern ermöglicht, den Nachweispflichten nachzukommen. Hierfür sieht die Vorschrift die Verwendung eines Zertifizierungssystems in Form eines Massenbilanzsystems[1067] vor, welches ein Kernelement des Nachhaltigkeitsnachweissystems darstellt[1068]. Zwar weist Erwägungsgrund 76 der Richtlinie 2009/28/EG auch auf andere Überprüfungsmethoden hin, die diesem Verfahren gegenübergestellt werden sollen, sieht dafür jedoch keine Umsetzung vor. Die Massenbilanzierung beinhaltet, dass auf jedem Schritt der Lieferkette („chain of custody“) vom Anbau der Rohstoffe bis zum letztendlichen Verbrauch der flüssigen Biomasse bzw. Biokraftstoffe ein Nachweis über die Nachhaltigkeit des jeweiligen Produkts ausgestellt wird[1069]. Dieser Eigenschaftsnachweis bleibt dabei über die einzelnen Produktionsschritte mit der zertifizierten Menge eines Produkts verbunden (Art. 18 Abs. 1 lit. b) RL 2009/28/EG)[1070], erlaubt es allerdings, dass nachhaltige und sonstige

[1064] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (177).
[1065] Wie bspw. bei der Auslegung und Bestimmung der Begriffe „Abfälle und Reststoffe“ oder „auf nachhaltige Weise hergestellte Biokraftstoffe“.
[1066] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (177).
[1067] Nach Einführung des Systems durch die europäische Gesetzgebung findet sich dieses nunmehr auch im EEWärmeG (Nummer II.1 a) bb) der Anlage) und EEG 2012 (§ 27c I Nr. 2); *BMU*, Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012, Hinweis Nr. 1/2012, S. 2 ff.
[1068] Commission Staff Working Document, Report on the operation of the mass balance verification method for the biofuels and bioliquids sustainability scheme in accordance with Article 18(2) of the Directive 2009/28/EG, SEC(2011) 129 final.
[1069] Commission Staff Working Document, Report on the operation of the mass balance verification method for the biofuels and bioliquids sustainability scheme in accordance with Article 18(2) of the Directive 2009/28/EG, SEC(2011) 129 final, S. 2.
[1070] Etwas anderes gilt bspw. für das sog. „book-and-claim“-System, bei welchem nach dem Anbau der Rohstoffe der Nachhaltigkeitsnachweis (u.a. als Zertifikat) und das Produkt getrennt voneinander gehandelt werden

Rohstoffe zu einem Gemisch zusammengefügt werden (Art. 18 Abs. 1 lit. a) RL 2009/28/EG)[1071]. In diesem Fall muss die zugefügte Menge stofflich nicht der nachher entnommenen entsprechen, vielmehr muss diese lediglich eine quantitative Identität aufweisen, was durch genaue Messung von Input und Output realisiert wird (Art. 18 Abs. 1 lit. c) RL 2009/28/EG).

Eine mit Einführung des Massenbilanzsystems für den Transport zertifizierter Biomasse zu klärende Frage war, wie sich ein solches auf die Durchleitung gasförmiger Biokraftstoffe durch das Erdgasnetz anwenden lässt[1072]. Die Kommission hat hierzu Stellung genommen[1073] und den Ort, an welchem eine Vermischung stattfinden kann, genauer beschrieben. Hiernach ist eine solche möglich, „where consignments would normally be in contact, such as in a container, processing or logistical facility or site (defined as a geographical location with precise boundaries within which products can be mixed)". Unter diese weite Definition lässt sich auch das Erdgasnetz als möglicher Ort einer Massenbilanzierung subsumieren, womit diesbezügliche Unsicherheiten beseitigt wurden[1074].

Der Bilanzierungszeitraum im Rahmen des Massenbilanzsystems, innerhalb dessen Input und Output jeweils gegenüberzustellen sind, beträgt in Deutschland gem. Ziff. 3.1.4.2 BioKraft-NachVwV drei Monate. Ganz allgemein spricht die Kommission von einem „angemessenen" Zeitraum[1075]. Es stellt sich also die Frage, ob eine vierteljährliche Kontrolle in diesem Zusammenhang notwendig ist, während in anderen Regelwerken, wie bspw. dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz oder der Gasnetzzugangsverordnung Bilanzierungszeiträume von einem Jahr vorgesehen sind[1076].

ii. Maßnahmen zur Realisierung des Nachhaltigkeitskonzepts

Die Richtlinie weist ausdrücklich auf zwei Instrumente hin, mithilfe derer das System der Nachhaltigkeit von in der Europäischen Union erzeugten und importierten Biokraftstoffen und flüssigen Biobrennstoffen unter geringem Verwaltungsaufwand umgesetzt werden kann: den Nachweis über sog. „freiwillige Regelungen" oder festgelegte „Standardwerte"[1077], wobei Letztere als Teilaspekt eines Nachweissystems im Hinblick auf Treibhaus-

können; *BMU*, Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Absatz 1 Nummer 2 EEG 2012, Hinweis Nr. 1/2012, S. 4.

[1071] Anders ist dies bei Systemen, die eine physikalische Trennung der Stoffe fordern, bspw. das sog. „track and trace" oder „identity preservation"-System.

[1072] *H. Kahl,* BioKraft-NachV, 1. Aufl., § 17 Rn. 2.

[1073] Communication from the Commission on voluntary schemes and default values in the EU biofuels and bioliquid sustainability schmeme, 2010/C 160/01, Ziff. 2.2.3.

[1074] *H. Kahl,* BioKraft-NachV, 1. Aufl., § 17 Rn. 2.

[1075] Communication from the Commission on voluntary schemes and default values in the EU biofuels and bioliquid sustainability scheme, 2010/C 160/01, Ziff. 2.2.3.

[1076] *H. Kahl,* BioKraft-NachV, 1. Aufl., § 16 Rn 5.

[1077] Gem. Art. 18 VII RL 2009/28/EG schließt das Erbringen dementsprechender Nachweise durch den Lieferanten die Pflicht, weitere Nachweise vorzulegen, aus.

gasemissionen dienen und keine Alternative hierzu darstellen. Erstere umfassen zum einen nach Art. 18 Abs. 3 RL 2009/28/EG die Übermittlung von Daten durch die Wirtschaftsteilnehmer an eine zuständige nationale Behörde entsprechend den in dem Mitgliedstaat geltenden Anforderungen („nationales System“)[1078]. Dies ist für alle Mitgliedstaaten obligatorisch. Zum anderen gibt es die Möglichkeit der Anwendung von durch die Kommission bewerteten und anerkannten[1079] „freiwilligen nationalen oder internationalen Regelungen“ (Art. 18 Abs. 4 UAbs. 2 RL 2009/28/EG)[1080] bzw., im Hinblick auf Biomasse aus Drittstaaten, des Abschlusses „bilateraler oder multilateraler Übereinkünfte mit Drittländern“ (Art. 18 Abs. 4 UAbs. 1 RL 2009/28/EG)[1081], die bei der Nachweisführung über die Nachhaltigkeit iSd. Art. 17 RL 2009/28/EG herangezogen werden können. In den ersten beiden Fällen werden in der Regel im Rahmen eines Zertifizierungssystems private Akteure damit betraut, die Einhaltung der Standards zu überwachen und – bei entsprechendem Ergebnis – die Zertifikate auszustellen, denen dann Nachweisfunktion zukommt[1082]. In diesem Zusammenhang können, in Bezug auf die Prüfung der Treibhausgasemissionseinsparungen nach Art. 17 Abs. 2 RL 2009/28/EG, auch – anstelle der tatsächlichen Berechnung[1083] – „Standardwerte“ herangezogen werden, wie sie Art. 19 Abs. 1 iVm. Anhang V Teil A und B RL 2009/28/EG enthält und nach deren Einhaltung dieses Nachhaltigkeitskriterium als erfüllt gilt[1084]. Diese Standardwerte können von der Kommission in einem vorgegebenen Verfahren aktualisiert und ergänzt werden, Art. 19 Abs. 7 RL 2009/28/EG.

Um von der Kommission offiziell anerkannt zu werden, müssen die Übereinkünfte und Regelungen iSd. Art. 18 Abs. 4 RL 2009/28/EG insgesamt ein entsprechendes Maß an Zuverlässig-

---

[1078] Mitteilung der Kommission zu freiwilligen Regelungen und Standardwerten im Rahmen des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe v. 19.06.2010, 2010/C 160/01; derzeit durch von der zuständigen Behörde in Deutschland anerkannte Zertifizierungssysteme für die Überprüfung der nationalen Anforderungen sind die ISCC System GmbH sowie die REDcert GmbH, siehe *Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE)* (Hrsg.), Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012, Stand 30.06.2013, S. 11.

[1079] Zum Bewertungs- und Anerkennungsverfahren siehe Mitteilung der Kommission zu freiwilligen Regelungen und Standardwerten im Rahmen des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe v. 19.06.2010, 2010/C 160/01; *S. Romppanen,* The EU’s Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (180 ff.).

[1080] Diese müssen aber nicht das Kriterium erfassen, das die für Inhaber landwirtschaftlicher Betriebe in der EU geltenden landwirtschaftlichen und ökologischen Anforderungen und Standards betrifft (Art. 17 VI RL 2009/28/EG).

[1081] Bisher wurde noch keine solche Übereinkunft über Nachhaltigkeitskriterien geschlossen; *S. Romppanen,* The EU’s Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (179).

[1082] *G. Ludwig,* Die neue Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Auswirkung auf die Vergütung von Strom nach dem EEG, ZUR 2009, S. 317 (320); bis zum 31.12.2012 von der Kommission der Europäischen Union anerkannte, aus Deutschland stammende freiwillige Regelungen sind die ISCC System GmbH sowie die REDcert GmbH, siehe *BLE* (Hrsg.), Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2012, Stand 30.06.2013, S. 12.

[1083] Art. 19 I lit. b iVm. Anhang V Teil C der RL 2009/28/EG.

[1084] Mitteilung der Kommission zu freiwilligen Regelungen und Standardwerten im Rahmen des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe v. 19.06.2010, 2010/C 160/01; *S. Romppanen,* The EU’s Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (178 f.).

keit, Transparenz und Unabhängigkeit aufweisen, Art. 18 Abs. 5 RL 2009/28/EG. Es ist grundsätzlich möglich, dass unterschiedliche Nachhaltigkeitskriterien auch mithilfe unterschiedlicher Instrumente nachgewiesen werden[1085], allerdings sollten die freiwilligen Regelungen, wenn nicht alle, zumindest mehrere Nachhaltigkeitskriterien der Richtlinie umfassen und können insbesondere auch darüber hinausgehende Anforderungen[1086] beinhalten[1087].

(3) Zusammenfassung

Nachhaltigkeitsvoraussetzungen bestehen nicht für sämtliche Biomassefraktionen. Die maßgebliche unterscheidung erfolgt nach Aggregatzustand und Verwendung.

b. Umsetzung der Nachhaltigkeitsanforderungen im nationalen Recht

Die Richtlinie 2009/28/EG sieht vor, dass die dort enthaltenen Nachhaltigkeitsanforderungen für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe bis zum 5. Dezember 2010 in den nationalen Rechtsordnungen implementiert werden sollten[1088]. Als erster Mitgliedstaat reagierte Deutschland, indem am 24. August 2009 bzw. am 2. November 2009 die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung sowie die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung, welche jeweils – in Umsetzung der Art. 17-19 RL 2009/28/EG – Anforderungen an die nachhaltige Herstellung von Biokraftstoffen und von flüssigen Biobrennstoffen zur Stromerzeugung (§§ 3-10) sowie Pflichten hinsichtlich Dokumentation und Nachweisführung in Bezug auf diese Eigenschaften (§§ 11 ff.) enthalten, erlassen wurden[1089].

(1) Nachhaltigkeitsvorgaben nach BioSt-NachV und BioKraft-NachV

Die im Jahr 2009 in Kraft getretenen Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung und Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung enthalten demnach sowohl materiell-rechtliche als auch verfahrenstechnische Vorgaben zur Nachhaltigkeit von Biokraftstoffen sowie flüssigen Biobrennstoffen[1090]. Geltung erlangen diese zum einen im Rahmen der Förderung von Biokraftstoffen durch die Biokraftstoffquote und als Voraussetzung für energiesteuerliche Entlastungen, zum anderen bei der Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen

[1085] *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (178); *J. Lin,* The Sustainability of Biofuels: Limits to the Meta-Standard Approach, GCD Working Paper 011, 2010, S. 8.
[1086] Bspw. die in Art. 18 IV UAbs. 2 RL 2009/28/EG genannten Aspekte.
[1087] Mitteilung der Kommission zu freiwilligen Regelungen und Standardwerten im Rahmen des EU-Nachhaltigkeitskonzepts für Biokraftstoffe und flüssige Brennstoffe v. 19.06.2010, 2010/C 160/01; *S. Romppanen,* The EU's Biofuels: Certified as Sustainable?, RELP 3/2012, S. 173 (179).
[1088] *D. Müller,* Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2011, S. 405 (405).
[1089] *H. Fehrenbach et al.,* Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis, 1. Aufl., S. 6.
[1090] *D. Müller,* Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2011, S. 405 (406).

durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie indirekt über die Wärmenutzungspflichten des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz[1091].

(a) Anwendungsbereich der Verordnungen

Entsprechend den europarechtlichen Vorgaben ist es Wirtschaftsteilnehmern auch nach nationalem Recht nicht untersagt, Kraftstoffe und flüssige Brennstoffe, die den Nachhaltigkeitsanforderungen nicht entsprechen, auf den Markt zu bringen. Allerdings ist dieser Nachweis zwingende Voraussetzung für den Erhalt von Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütungen im Strombereich (§ 3 Abs. 1 BioSt-NachV) bzw. im Bereich der Biokraftstoffe[1092] für Steuerentlastungen nach § 50 EnergieStG und die Anrechnung auf die Biokraftstoffquote gem. §§ 37a ff. BImSchG (§ 3 Abs. 1 BioKraft-NachV). Darüber hinaus gilt eine Anrechnung flüssiger Biomasse zur Wärmeerzeugung auf die Nutzungspflicht gem. § 3 Abs. 1 EEWärmeG nur, sofern diese iSd. geltenden Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung nachhaltig angebaut und hergestellt wurde und die Vorgaben zur Treibhausgasemissionsminderung eingehalten werden, Nr. II.2 b) der Anlage zum EEWärmeG.

i. Von den Verordnungen umfasste Stoffe

In den Anwendungsbereich der Verordnungen fallen einerseits Biokraftstoffe sowie andererseits flüssige Biomasse zur Strom- und Wärmeerzeugung. Bei Ersteren handelt es sich gem. § 2 Abs. 1 BioKraft-NachV um flüssige und gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden. Hinsichtlich des Biomassebegriffs wird dabei auf die geltende Biomasseverordnung verwiesen[1093]. Gleiches gilt für Biomasse iSd. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, § 2 Abs. 1 BioSt-NachV. Als flüssig gilt die Biomasse nach § 2 Abs. 1 Satz 2 BioSt-NachV dann, wenn sie bei Eintritt in den Brenn- oder Feuerraum flüssig ist. Auch nach nationaler Gesetzessystematik wird gasförmige Biomasse somit lediglich bei Verwendung als Kraftstoff und nicht bei der Strom- und Wärmeerzeugung berücksichtigt.

ii. EEG-Vergütung

Gem. § 3 Abs. 1 BioSt-NachV besteht bei Strom aus flüssiger Biomasse ein Anspruch auf die Vergütung nach den Regelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nur, wenn diesbezüglich die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen der Verordnung nachgewiesen[1094]

[1091] *D. Müller,* Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2011, S. 405 (406).

[1092] *Y. H. Lee/W. Bückmann/W. Haber,* Bio-Kraftstoff, Nachhaltigkeit, Boden- und Naturschutz, NuR 2008, S. 821 (828 f.).

[1093] Biomasse sind danach Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt, § 2 I BiomasseV; zum Biomassebegriff siehe auch *M. Kaltschmitt,* in: ders./H. Hartmann/H. Hofbauer (Hrsg.), Energie aus Biomasse, 2. Aufl., S. 2 f.

[1094] Die Nachweispflichten enthalten die §§ 11 ff. BioSt-NachV.

werden kann (Nr. 1, 2)[1095] und für die Anlage, in der die Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt wird, eine Eintragung in das Anlagenregister beantragt wurde (Nr. 3). Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung kann somit als Ergänzung zu den Vergütungsregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gesehen werden und dient sowohl dem Klima- und Umweltschutz, der Entwicklung einer nachhaltigen Energieversorgung – also den Zielen des § 1 Abs. 1 EEG 2014 – als auch der Umsetzung der entsprechenden europäischen Regelungen[1096]. Allerdings entfiel schon mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2012 die Förderung der Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse, was dazu führt, dass in dessen Anwendungsbereich[1097] die Nachhaltigkeitskriterien der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung keine Rolle mehr spielen und nur noch für Altanlagen relevant sind.

iii. Anrechnung auf die Wärmenutzungspflicht

Soll die Nutzung flüssiger Biomasse zur Wärmeerzeugung auf die Pflicht des § 3 Abs. 1 EE-WärmeG zur anteiligen Wärmenutzung aus erneuerbaren Quellen angerechnet werden, so sind auch diesbezüglich die Pflichten der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung zur Nachhaltigkeit flüssiger Biomasse im Hinblick auf Anbau, Herstellung sowie Treibhausgasemissionsminderung einzuhalten (Nr. II.2 b) der Anlage zum EEWärmeG). Eine hohe praktische Relevanz weist diese Vorschrift nicht auf, da flüssige Biomasse selten der ausschließlichen bzw. gekoppelten Wärmeerzeugung[1098] dient, jedoch wird so entsprechend Erwägungsgrund 67 der RL 2009/28/EG verhindert, dass mit nicht nachhaltiger flüssiger Biomasse in den Wärmesektor ausgewichen wird.

iv. Anrechnung auf die Biokraftstoffquote

Mit § 37a BImSchG hat der Gesetzgeber Unternehmen, die gewerbsmäßig Otto- oder Dieselkraftstoff in den Verkehr bringen, zur Erfüllung einer Biokraftstoffquote verpflichtet[1099], § 37a Abs. 1 Satz 1 BImSchG[1100]. Bei Dieselkraftstoff gilt bis zum Jahr 2014 ein Anteil an diesen ersetzenden Biokraftstoffen von 4,4 Prozent (§ 37a Abs. 3 Satz 1 BImSchG) bzw. bei Ottokraftstoff 2,8 Prozent (§ 37a Abs. 3 Satz 2 BImSchG). Insgesamt muss der Mindestanteil von Biokraftstoffen an der von einem Unternehmen in den Verkehr gebrachten Menge Otto- und Dieselkraftstoff gem. § 37a Abs. 3 Satz 3 BImSchG in den Jahren 2010 bis 2014 6,25 Prozent

[1095] Ausgenommen ist flüssige Biomasse, die zur Anfahr-, Zünd- oder Stützfeuerung verwendet wird, § 1 BioSt-NachV.
[1096] *F. Ekardt/B. Hennig,* Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Chancen und Grenzen von Nachhaltigkeits-Kriterienkatalogen, ZUR 2009, S. 543 (545).
[1097] Etwas anderes gilt bei Anlagen, die vor Inkrafttreten des EEG 2012 in Betrieb genommen wurden.
[1098] Siehe hierzu http://www.unendlich-viel-energie.de/de/bioenergie/detailansicht/article/105/waerme-aus-biomasse-marktentwicklung-2009.html (06.09.2013).
[1099] Ausführlich hierzu siehe *H. D. Jarass,* Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 (518 ff.).
[1100] Wird diese Quote nicht erfüllt, ist eine Abgabe zu zahlen, § 37c II S. 1 BImSchG.

betragen[1101]. Für größtmögliche Flexibilität kann die Quote zum einen durch das Inverkehrbringen reinen Biokraftstoffs, aber auch durch das Beimischen zu Otto- und Dieselkraftstoff oder, im Fall von Erdgaskraftstoffen, durch Zumischung von Biomethan, § 37a Abs. 4 Satz 1 BImSchG erfüllt werden[1102]. In letzterem Fall erfolgt eine Anrechnung sowohl auf die Quote für Ottokraftstoff als auch auf die Gesamtquote[1103]. Schließlich besteht, ebenfalls mit dem Ziel der Flexibilität und Wirtschaftlichkeit[1104], gem. § 37a Abs. 4 Satz 2 BImSchG die Möglichkeit eines Quotenverpflichteten, seine Obliegenheit, anteilig Biokraftstoffe in den Verkehr zu bringen, von einem Dritten erfüllen zu lassen (sog. Quotenhandel)[1105].

Damit eine Anrechnung von Biokraftstoffen auf die gesetzlichen Beimischungsquoten des § 37a BImSchG erfolgen kann, müssen diese gem. § 1 Nr. 1 BioKraft-NachV die Nachhaltigkeitsanforderungen der Vorschrift erfüllen. Der Nachweis erfolgt gegenüber der sog. Biokraftstoffquotenstelle[1106].

v. Energiesteuerliche Entlastungen

Darüber hinaus werden iSd. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung nachhaltig hergestellte Biokraftstoffe vom Gesetzgeber durch Steuerentlastungen gefördert. Gem. § 50 Abs. 1 EnergieStG kann dem Steuerschuldner auf Antrag eine Steuerentlastung für bestimmte Biokraftstoffe inklusive Biomethan[1107] (§ 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG) gewährt werden. Voraussetzung hierfür ist jedoch nach § 1 Nr. 2 BioKraft-NachV die Einhaltung der in der Verordnung beschriebenen Nachhaltigkeitskriterien, welche beim zuständigen Hauptzollamt nachzuweisen ist[1108].

Zu berücksichtigen ist, dass eine Steuerentlastung gem. § 50 EnergieStG für Biokraftstoffe ausgeschlossen ist, sofern mit diesen der Verpflichtung nach § 37a Abs. 1, Sätze 1, 2 iVm. § 37a Abs. 3 BImSchG nachgekommen wird[1109]. Es soll auf diese Weise eine doppelte Förderung vermieden werden[1110]. Allerdings läuft mit Ende des Jahres 2015 die energiesteuerliche

[1101] Ab dem Jahr 2015 gilt eine Treibhausgasminderungsquote, § 37a IIIa BImSchG.
[1102] BT-Drs. 16/2709, S. 21 f.; *H. D. Jarass,* Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 (521 f.)
[1103] *H. Fehrenbach et al.,* Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis, 1. Aufl., S. 7.
[1104] BT-Drs. 16/2709, S. 22.
[1105] *H. D. Jarass,* Die neuen Regelungen zur Biokraftstoffquote, ZUR 2007, S. 518 (522); *H. Fehrenbach et al.,* Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis, 1. Aufl., S. 7.
[1106] Diese befindet sich zentral für ganz Deutschland beim Hauptzollamt Frankfurt/Oder, Standort Cottbus.
[1107] *H. Fehrenbach et al.,* Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis, 1. Aufl., S. 7 f.
[1108] *H. Fehrenbach et al.,* Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis, 1. Aufl., S. 8.
[1109] BT-Drs. 16/2709, S. 17.
[1110] *H. Fehrenbach et al.,* Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis, 1. Aufl., S. 8.

Entlastung gem. § 50 Abs. 3 EnergieStG aus, womit der Anwendungsbereich der Verordnungen ab 2015 eingeschränkt wird[1111].

(b) Konkrete Anforderungen an Rohstoffe und Erzeugungsanlagen

Sowohl die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung als auch die Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung enthalten bestimmte Nachhaltigkeitsanforderungen an Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe, die, wie auch die europäischen Standards, zum einen Anbauflächen für Energiepflanzen und zum anderen Treibhausgasemissionsminderungen umfassen. Hinzu kommt die Pflicht zur Registrierung von Anlagen nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, welche nach Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 im allgemeinen Anlagenregister aufgegangen ist.

i. Schutz bestimmter Flächen und nachhaltige Landwirtschaft

Durch den Schutz bestimmter, als schützenswert erachteter Flächen und die Einhaltung landwirtschaftlicher Grundanforderungen soll sichergestellt werden, dass die Intention des Biokraftstoff- und Biobrennstoffeinsatzes, nämlich der Klima-, Umwelt- und Naturschutz, nicht durch den Anbau der hierfür benötigten Rohstoffe konterkariert wird[1112]. Dementsprechend gilt Biomasse[1113], die auf bestimmten bewaldeten Flächen[1114], auf dem Naturschutz dienenden Flächen[1115] oder Grünland mit großer biologischer Vielfalt[1116] angebaut wurde, als nicht nachhaltig iSd. Verordnungen. Ebenfalls geschützt werden Flächen mit hohem Kohlenstoffbestand[1117], denn hier können mögliche Treibhausgasemissionen eventuell nicht ausgeglichen werden[1118]. Schließlich werden darüber hinaus Torfmoore als für den Naturschutz besonders wertvolle Flächen sowie wichtige Kohlenstoffspeicher vom Biomasseanbau freigehalten[1119]. Von großer Bedeutung für die Einordnung der Flächen als schützenswert ist der Referenzzeitpunkt 1. Januar 2008[1120]; an diesem Tag oder später muss ihr Status vorgelegen haben. Hingegen genießen Flächen, die schon zuvor ackerbaulich genutzt wurden, Bestandsschutz.

[1111] *H. Kahl,* BioKraft-NachV, 1. Aufl., § 1 Rn. 4.
[1112] *H. Fehrenbach et al.,* Biomethan als Kraftstoff: Eine Handlungsempfehlung zur Biokraft-NachV für die Praxis, 1. Aufl., S. 9.
[1113] Dies gilt wiederum nicht für flüssige Biomasse, die aus Abfall oder aus Reststoffen hergestellt worden ist, es sei denn, die Reststoffe stammen aus der Land-, Forst- oder Fischereiwirtschaft oder aus Aquakulturen; § 3 IV BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.
[1114] § 4 III BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.
[1115] § 4 IV BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.
[1116] § 4 V BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.
[1117] § 5 BioSt-NachV bzw. BioKraftNachV.
[1118] *F. Ekardt/B. Hennig,* Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, ZUR 2009, S. 543 (546).
[1119] § 6 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV; *F. Ekardt/B. Hennig,* Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, ZUR 2009, S. 543 (546).
[1120] § 3 II BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

ii. Anbaubezogene Nachhaltigkeitsanforderungen

Ausschließlich für auf dem Unionsgebiet angebaute nachwachsende Rohstoffe gelten gem. § 7 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV spezielle „agrarwirtschaftliche Grundanforderungen"[1121]. Zu nennen sind hier Vorschriften der VO (EG) Nr. 73/2009[1122] zur sog. Cross Compliance[1123] sowie die Mindestanforderungen an den guten landwirtschaftlichen und ökologischen Zustand[1124].

iii. Minderung von Treibhausgasemissionen

Inhaltsgleich mit Art. 17 Abs. 2 RL 2009/28/EG regelt § 8 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV das für Biokraftstoffe und flüssige Biobrennstoffe erforderliche Treibhausgasminderungspotential. Dieses muss insgesamt 35 Prozent betragen, wobei auch hier die Werte ab den Jahren 2017 (50 Prozent) und 2018 (60 Prozent)[1125] zeitlich gestaffelt sind. Die Berechnung der Emissionen erfolgt nach den Vorgaben der § 8 Abs. 3 bis 5 iVm. Anlage 1 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV oder durch Heranziehung der Standardwerte in Anlage 2 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV[1126].

iv. Registrierung von Anlagen zur Stromerzeugung aus flüssiger Biomasse

Gem. § 3 Abs. 1 Nr. 3 iVm. §§ 61 bis 63 BioSt-NachV müssen Anlagen, in denen flüssige Biomasse zur Stromerzeugung eingesetzt wird, auf Antrag des Anlagenbetreibers bzw. der Anlagenbetreiberin in einem Anlagenregister[1127] geführt werden. Bei der Registrierung, die vor der Inbetriebnahme zu erfolgen hat, § 64 Abs. 1 BioSt-NachV, sind u.a. der Standort der Anlage, ihre elektrische und thermische Leistung, das Datum der geplanten bzw. tatsächlichen Inbetriebnahme und die Menge und Art der verwendeten flüssigen Biomasse, § 63 BioSt-NachV, anzugeben. Erfolgt eine solche Registrierung nicht, so besteht gem. § 65 Satz 1 BioSt-NachV bis zur tatsächlichen Antragstellung kein Anspruch auf die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung.

[1121] *F. Ekardt/B. Hennig,* Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung, ZUR 2009, S. 543 (547).

[1122] VO (EG) Nr. 73/2009 des Rates v. 19.01.2009 mit gemeinsamen Regeln für die Direktzahlungen im Rahmen der gemeinsamen Agrarpolitik und mit bestimmten Stützungsregelungen für Inhaber landwirtschaftlicher Betriebe und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 1290/2005, (EG) Nr. 247/2006, (EG) Nr. 378/2007 sowie zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1782/2003, ABlEU L 30/16.

[1123] Art. 22 ff. und Anhang II Nr. 1-5, 9 VO (EG) Nr. 73/2009.

[1124] Art. 6 I VO (EG) Nr. 73/2009.

[1125] Dies gilt nur für Betriebe zur Herstellung des Biokraftstoffs bzw. des flüssigen Biobrennstoffs, die ab dem 01.01.2017 mit der Produktion begonnen haben, § 8 I Nr. 2 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1126] Für die Berechnung bei der Saldierung unterschiedlicher Treibhausgasemissionen im Falle der Vermischung von Biomasse siehe *BMU*, Bekanntmachung nach § 16 Abs. 3 Satz 1 Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung zu den Treibhausgas-Emissionswerten im Falle einer Vermischung von Biomasse v. 08.12.2010 (eBAnz AT132 2010 B1).

[1127] Zuständige Stelle ist gem. § 74 I Nr. 9 BioSt-NachV die Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE).

Mit Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 entstand auch ein einheitliches Anlagenregister für allle danach geförderten Erneuerbare-Energien-Anlagen, welches in der Anlagenregisterverordnung[1128] näher ausgestaltet wird. Die Daten aus dem Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus flüssiger Biomasse sollen hierfür als Ergänzung dienen und zu diesem Zweck an die Bundesnetzagentur übermittelt werden, sind im Anschluss hieran jedoch unverzüglich zu löschen, § 8 Abs. 3 AnlRegV.

(2) Formelle Nachweisführung nach BioSt-NachV und BioKraft-NachV

Der nationale Gesetzgeber hat sich dafür entschieden, in Deutschland ein System aus zwei Stufen hinsichtlich des Nachweises der Nachhaltigkeitsanforderungen einzuführen: die Zertifizierung von Betrieben und Ausstellung von Nachhaltigkeitsnachweisen erfolgt dabei durch private Organisationen (sog. Zertifizierungsstellen[1129]), welche jedoch zunächst staatlich anerkannt und von dieser Seite wiederum kontrolliert werden[1130].

Den Rahmen hierfür bilden die – ebenfalls staatlich anzuerkennenden[1131] - sog. Zertifizierungssysteme[1132], „die die Erfüllung der Anforderungen nach den Nachhaltigkeitsverordnungen für die Herstellung und Lieferung von Biomasse organisatorisch sicherstellen und Vorgaben zur näheren Bestimmung der Anforderungen nach den Nachhaltigkeitsverordnungen, zum Nachweis ihrer Erfüllung sowie zur Kontrolle dieses Nachweises enthalten“[1133]. Die Zertifizierungssysteme müssen von der hierfür zuständigen Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) anerkannt werden[1134], wobei diese Anerkennung bspw. auf einzelne Arten von Biomasse, einzelne Länder oder Staaten oder einzelne Nachhaltigkeitsanforderungen beschränkt werden kann[1135].

Die tatsächliche Ausführung der Kontrollen im Rahmen des Zertifizierungssystems übernehmen die Zertifizierungsstellen. Hierbei handelt es sich um unabhängige natürliche oder juristische Personen, die ebenfalls von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung an-

---

[1128] Verordnung über ein Register für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und Grubengas (Anlagenregisterverordnung – AnlRegV) v. 01.08.2014 (BGBl. I S. 1320), die durch Artikel 3 der Verordnung v. 17.02.2015 (BGBl. I S. 146) geändert worden ist.

[1129] § 2 VI BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1130] *D. Müller,* Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2011, S. 405 (406).

[1131] *F. Ekardt/B. Hennig,* Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Chancen und Grenzen von Nachhaltigkeits-Kriterienkatalogen, ZUR 2009, S. 543 (548).

[1132] §§ 2 VII, 32 ff. BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1133] *BLE*, Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung, 2010, S. 13; inhaltliche Anforderungen an Zertifizierungssysteme enthalten die Nrn. 1-4 der Anlage 5 der BioKraft-NachV und BioSt-NachV.

[1134] § 74 I BioSt-NachV bzw. § 66 I BioKraft-NachV; *D. Müller,* Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2011, S. 405 (406); *J. Vollprecht,* Die neue Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Auswirkung auf die Vergütung von Strom nach dem EEG, IR 2010, S. 28 (30 f.).

[1135] § 33 VI BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

zuerkennen sind[1136] und die Zertifikate für die Schnittstellen[1137] ausstellen sowie die Einhaltung der Kriterien der Nachhaltigkeitsverordnungen überwachen[1138]. Grund für ein privatwirtschaftlich organisiertes Nachweisverfahren ist insbesondere, dass nur so Kontrollrechte in anderen Mitglied- und Drittstaaten wahrgenommen werden können, welche der Bundesrepublik Deutschland nicht zustehen[1139]. Dies impliziert, dass grundsätzlich zwei Anknüpfungspunkte für Kontrolle und Nachweis unterschieden werden: zum einen Betriebe auf der Liefer- und Produktionskette, die ein Zertifikat erhalten[1140], zum anderen die bestimmte Menge Biomasse, welche mit einem Nachhaltigkeitsnachweis[1141] versehen wird[1142]. Letzteres geschieht durch einen zertifizierten Betrieb, dem keine weiteren Schnittstellen iSd. Nachhaltigkeitsverordnungen folgen[1143], sofern auch durch die vorgelagerten Schnittstellen die Nachhaltigkeitsanforderungen eingehalten wurden[1144].

c. Weiterentwicklung der Nachhaltigkeitsanforderungen in Bezug auf feste und gasförmige Biomasse

Der Anwendungsbereich der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung ist derzeit beschränkt auf den Einsatz flüssiger Biomasse in Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität. Begründet wird dies mit dem Umfang der ihr zugrundeliegenden Richtlinie 2009/28/EG, die eine Ausweitung auf feste und gasförmige Energieträger mit Hinweis auf weitere diesbezügliche Forschungen auf die Zeit nach 2010 hinausschiebt. Aufgrund der Abstützung der Nachhaltigkeitsanforderungen (Art. 17 bis 19 RL 2009/28/EG) auf die europäische Binnenmarktkompetenz, steht den Mitgliedstaaten die Schaffung eines darüber hinausgehenden Schutzniveaus, wie dies gem. Art. 193 AEUV im Rahmen der Umweltkompetenz möglich ist, nicht ohne weiteres offen.

[1136] §§ 43 ff. BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1137] Um Schnittstellen handelt es sich bei zertifizierungsbedürftigen Betrieben entlang der Herstellungs- und Lieferkette der Biomasse, bspw. Ersterfasserbetriebe, Ölmühlen, Raffinerien etc.; *BLE*, Leitfaden Nachhaltige Biomasseherstellung, 2010, S. 12; § 2 III BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1138] *F. Ekardt/B. Hennig,* Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Chancen und Grenzen von Nachhaltigkeits-Kriterienkatalogen, ZUR 2009, S. 543 (548); *J. Vollprecht,* Die neue Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Auswirkung auf die Vergütung von Strom nach dem EEG, IR 2010, S. 28 (30).

[1139] *R. M. Stein/S. Pohl,* Das Energiesteuerrecht und die Förderung von Biokraftstoffen im Fluss, BB 2009, S. 2177 (2181).

[1140] §§ 25-31 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1141] §§ 14-24 BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1142] *F. Ekardt/B. Hennig,* Die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Chancen und Grenzen von Nachhaltigkeits-Kriterienkatalogen, ZUR 2009, S. 543 (548 f.).

[1143] § 15 III BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV.

[1144] § 15 I BioSt-NachV bzw. BioKraft-NachV; *D. Müller,* Die Umsetzung der europäischen Nachhaltigkeitsstandards für die Nutzung von Bioenergie in Deutschland, ZUR 2011, S. 405 (406 f.); *J. Vollprecht,* Die neue Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung: Auswirkungen auf die Vergütung von Strom nach dem EEG, IR 2010, S. 28 (30).

Auf nationaler Ebene haben die Vergütungskürzungen und weiteren Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes allerdings dazu geführt, dass der Einsatz flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung kaum noch wirtschaftlich erfolgen kann[1145], womit die Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung im Ergebnis leerläuft. Erheblich wichtiger für die Erzeugung von Elektrizität sowie auch im Bereich Wärme/Kälte ist die Verwendung von fester (bspw. Holz) sowie gasförmiger Biomasse. Es stellt sich daher die Frage, inwiefern die Ausdehnung der Nachhaltigkeitsanforderungen auf Biomasse dieser Aggregatzustände sachgerecht und praktikabel ist.

In einem aktuellen Papier[1146] nimmt die Europäische Kommission zu diesem Themenkomplex erneut Stellung. Vor dem Hintergrund der Beiträge, die die Biomasse im Hinblick auf die Erneuerbare-Energien-Ziele der Union leistet, werden sowohl die ökologischen und klimapolitischen Vor- und Nachteile des Biomasseanbaus und deren energetischer Verwertung sowie die eventuellen Auswirkungen von Nachhaltigkeitsstandards auf den europäischen Binnenmarkt dargestellt und analysiert. Die Kommission kommt zu dem Ergebnis, dass nach derzeitigem Erkenntnisstand der Import von fester und gasförmiger Biomasse bis zum Jahr 2020 im Gegensatz zu flüssigen Bioenergieträgern keine große Rolle spielen wird, der Bedarf vielmehr aus heimischen Quellen gedeckt werden kann[1147]. Ein Anstieg wird allerdings bis zum Jahr 2030 prognostiziert, womit die Sicherstellung der Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse letztendlich doch erforderlich wird[1148]. Um eine sachgerechte Lösung zu finden, schlägt die Europäische Kommission daher eine weitere Beobachtung der Umwelt- und Klimafolgen der einzelnen Bioenergienutzungspfade unter dem Regime der Berichtspflichten u.a. der Richtlinie 2009/28/EG vor[1149]. Dies bedeutet, dass im Hinblick auf Nachhaltigkeitsanforderungen an feste und gasförmige Biomasse auf europäischer Ebene derzeit keine konkreten Handlungskonzepte vorliegen.

Unter Beachtung der erheblichen Auswirkungen des Biomasseanbaus insbesondere in Drittstaaten des lateinamerikanischen und südostasiatischen Raumes, machen es dennoch erforderlich, auch auf nationaler Ebene über eine Ausweitung der Nachhaltigkeitsanforderungen auf gasförmige sowie feste Energieträger nachzudenken.

In Großbritannien bspw. haben diese Planungen konkrete Formen angenommen. Dort werden sowohl Nachhaltigkeitsanforderungen für holzartige Biomasse als auch für gasförmige sowie sonstige feste Biomasse erwogen[1150]. Diese sollen für Anlagen ab 1 Megawatt und ab dem Jahr 2015 gelten. Die Anforderungen für energetisch genutztes Holz sollen sich hierbei

[1145] Eine Verknüpfung zu den Vergütungsvorschriften des EEG erfolgt über § 3 BioSt-NachV.
[1146] SWD(2014) 259 final.
[1147] SWD(2014) 259 final, S. 27.
[1148] SWD(2014) 259 final, S. 27.
[1149] SWD(2014) 259 final, S. 27.
[1150] https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/231102/RO_Biomass_Sustainability_consultation_-_Government_Response_22_August_2013.pdf (17.02.2015).

nach den allgemein geltenden Nachhaltigkeitsanforderungen an in Großbritannien verwendete Hölzer richten[1151]. Die Voraussetzungen für gasförmige und sonstige feste Biomasse hingegen soll sich an den Standards orientieren, die bereits für flüssige Biomasse auf europäischer Ebene etabliert wurden. Es muss dabei jedoch ausgeschlossen sein, dass es durch diese Regelungen zu einer Störung des europäischen Binnenmarktes kommt[1152].

Übertragen auf die nationale Rechtsordnung wäre also der Erlass von Nachhaltigkeitsanforderungen für sowohl für feste als auch gasförmige Biomasse nach dem Vorbild bestehender Nachhaltigkeitssysteme denkbar. Durch die Verknüpfung mit dem Förderrecht, wie dies auch bei der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung der Fall ist, könnte eine effektive Durchsetzung gewährleistet werden. Allerdings zeigen sich bereits bei der Handhabung der bestehenden Nachhaltigkeitsverordnung Vollzugsdefizite aufgrund komplexer Wertschöpfungsketten mit grenzüberschreitenden Sachverhalten. Diese sind auch im Fall der Zertifizierung von fester und gasförmiger Biomasse möglich.

VII. Sonderfall Biomethan

Die energetische Nutzung von Biomasse unterliegt einem komplexen Geflecht rechtlicher Regelungen aus verschiedensten Rechtsgebieten. Oben wurden die einzelnen Wertschöpfungsstufen der Biomassenutzung, für gasförmige, feste und flüssige Biomasse, nachgezeichnet und die rechtlichen Rahmenbedingungen untersucht. Zu beachten ist, dass die Wertschöpfung in einer großen Anzahl der Fälle über den Zwischenschritt der Herstellung eines sekundären Energieträgers (Biogas, flüssige Biomasse) erfolgt[1153], aus dem dann – im Falle von Biomethan an anderer Stelle – die Nutzenergie gewonnen wird. In diesem VII. Abschnitt wird der Rechtsrahmen für Biomethan gesondert betrachtet, da hierzu eine Vielzahl von Regelungen geschaffen (und zum Teil durch das Erneuernbare-Energien-Gesetz 2014 wieder abgeschafft) wurden, die Biomethan zu einem Sonderfall machen. Im Folgenden werden zunächst die europarechtlich relevanten (1.) und internationalen Vorgaben (2.) vorgestellt, bevor die nationalen Regelungen in den Wertschöpfungsstufen der Biogaseinspeisung und –durchleitung (3.) und abschließend der Biogasausspeisung (4.) geprüft werden. Ausgeklammert sind die Regelungen zur Erneuerbaren-Energien-Gesetz-Vergütung, die oben unter D.III.2.b. erörtert werden.

[1151] Es handelt sich hierbei um die UK Timber Procurement Policy (UK-TTP).
[1152] Art. 175 V, VI AEUV.
[1153] Siehe Arbeitspaket 1.

1. Europarechtliche Vorgaben

a. Primärrechtliche Kompetenz

Wie bereits in den vorherigen Kapiteln angeklungen ist, ist die Frage nach der primärrechtlichen Kompetenz nicht eindeutig zu beantworten. Auch in Bezug auf die energetische Nutzung von Biomasse in Form des Biomethans kommen grundsätzlich je nach Zielrichtung der Maßnahmen und der Nutzung von Biomethan (z.B. im Gas-, Wärme- oder Kraftstoffbereich oder zur Verstromung) mehrere Normen des AEUV als Kompetenzgrundlage in Betracht. Genutzt werden kann grundsätzlich Art. 192 AEUV mit dem Ziel des Umweltschutzes. In Frage kommen jedoch auch die Art. 114 AEUV (Binnenmarkt) und Art. 207 AEUV (Außenhandel)[1154] sowie der mit dem Vertrag von Lissabon eingeführte Titel zu Energie, Art. 194 AEUV. Beim Einsatz im Verkehrssektor kann auch Art. 91 AEUV seitens des Unionsgesetzgebers genutzt werden.

Art. 194 AEUV als zentrale Energiekompetenz zielt gemäß Abs. 1 auf die Sicherstellung des Energiemarktes, die Gewährleistung der Energiesicherheit sowie die Förderung der Energieeffizienz, der erneuerbaren Energien und von Interkonnektoren. Hier ist insbesondere das Verhältnis zwischen den Kompetenzen nach Art. 192 und 194 AEUV unklar. Der Streit, ob sekundärrechtliche Rechtsakte auf eine[1155] oder mehrere[1156] Rechtsgrundlagen gestützt werden können bzw. müssen, soll hier nur kurz erwähnt, aber nicht weiter dargelegt werden[1157]. Es sind jedoch gewisse Überschneidungen denkbar, da der Kompetenztitel des Art. 192 AEUV zu Handlungen ermächtigt, welche die Wahl zwischen verschiedenen Energiequellen und die allgemeine Struktur der Energieversorgung eines Mitgliedstaats betreffen[1158], während Art. 194 AEUV unter anderem auf die Förderung von Energieeffizienz und erneuerbaren Energien und damit auch auf den Umweltschutz abzielt. Für die energetische Nutzung von Biomasse in Form von Biomethan stehen somit, ohne dass Biomethan im Primärrecht explizit genannt würde, verschiedene Kompetenzgrundlagen zur Verfügung, deren Abgrenzung untereinander sich nach Zweck und Schwerpunkt der jeweiligen Maßnahme richtet.

[1154] „Werden nun für eingeführte Biomasse Standards oder sonstige Maßnahmen fixiert, so handelt es sich grundsätzlich um eine autonome handelspolitische Maßnahme, für die Art. 207 AEUV einschlägig sein könnte“, so *A. Epiney*, Biomassenutzung im Völker- und Europarecht, in: H. Schulze-Fielitz/T. Müller, Klimaschutz durch Bioenergie, Schriften zum Umweltenergierecht, 1. Aufl., S. 29 (55).

[1155] Festlegen auf das „objektive Hauptziel“ befürwortet *M. Ludwigs*, in: M. Ruffert (Hrsg.), Enzyklopädie Europarecht Band 5, Sektorales Wirtschaftsrecht, 1. Aufl., Kapitel 5 Energierecht, Rn. 81.

[1156] Die sogenannte „Doppelabstützung“.

[1157] Siehe hierzu die Ausführungen oben unter B.I.3.

[1158] Mit weiteren Nachweisen: *S. Merk*, Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 178.

b. Europarechtliche Grenzen der Biomethan-Förderung

Das Europarecht setzt den Mitgliedstaaten Grenzen bei der Förderung der Nutzung von Biomasse in Form von Biomethan. Zwar gibt es keine speziellen primärrechtlichen Regeln zur Nutzung von Biomethan, es kommen jedoch die allgemeinen Normen zur Warenverkehrsfreiheit, zum Wettbewerbs- und Beihilferecht und zu Abgaben in Betracht.

Danach ist es grundsätzlich verboten, den Handel durch ungerechtfertigte[1159] Ein- und Ausfuhrbeschränkungen oder sonstige Maßnahmen gleicher Wirkung zu behindern (Art. 34 ff. AEUV), wettbewerbsverzerrende staatliche Unterstützungsleistungen (sog. Beihilfen, Art. 107 f. AEUV) anzubieten und diskriminierende Abgaben (Art. 30/110 AEUV) zu erheben. Neben diesen primärrechtlichen Normen gibt es die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der Kommission vom 1. Juli 2014, in der die Kommission die Auslegung des Beihilferechts konkretisiert. In Bezug auf Beihilfen für Biomasseanlagen stellt sie klar, dass die Regeln auch für die Erzeugung von Biogas gelten[1160]. Danach können die Anlagen Betriebsbeihilfen erhalten, wenn die *„vom Beihilfeempfänger zu tragenden Betriebskosten nach Abschreibung der Anlage nach wie vor höher sind als der Marktpreis der erzeugten Energie“*[1161], und sofern alle weiteren Voraussetzungen[1162] erfüllt sind. Biokraftstoffe werden ebenfalls von den Leitlinien erfasst[1163] und sind, wenn sie aus Nahrungsmittelpflanzen hergestellt werden, grundsätzlich nicht genehmigungsfähig[1164].

Der Handel mit und die nationale Förderung von Biomethan muss sich somit innerhalb der allgemeinen Grenzen der europarechtlichen Verträge bewegen.

c. Sekundärrecht

Neben den primärrechtlichen Regelungen gibt es im Energiebereich viele sekundärrechtliche Rechtsakte mit unterschiedlichen Schwerpunkten, wie zum Beispiel Förderung der erneuer-

[1159] Eine Rechtfertigung kommt aus dem (ungeschriebenen) Grund des Umweltschutzes in Betracht. Darüber hinaus kommt Art. 36 AEUV in Frage, der nach *Ludwigs* auch die Gewährleistung der Netzsicherheit erfasst. Siehe hierzu: *M. Ludwigs*, in: M. Ruffert (Hrsg.), Enzyklopädie EuroparechtBand 5, Europäisches Sektorales Wirtschaftsrecht, 1. Aufl., Kapitel 5 Energierecht, Rn 110.

[1160] Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (EEAG), Amtsblatt vom 28.06.2014, C 200/28, Fn. 68.

[1161] EEAG, Amtsblatt vom 28.06.2014, C 200/28, Rn. 133. In Rn. 134 werden auch Beihilfen für vereinbar erklärt, wenn der Mitgliedstaat nachweist, dass die Verwendung fossiler Brennstoffe unabhängig vom Marktpreis der erzeugten Energie wirtschaftlich günstiger ist als die Verwendung von Biomasse.

[1162] Die Voraussetzungen lauten: (1) Die Beihilfen werden ausschließlich auf der Grundlage der erneuerbaren Energien gewährt. (2) Die Maßnahme ist so ausgestaltet, dass sie die Differenz zwischen den Betriebskosten des Beihilfeempfängers und dem Marktpreis ausgleicht. (3) Es gibt einen Monitoringmechanismus, mit dem überprüft werden kann, ob die Betriebskosten nach wie vor höher sind als der Marktpreis der Energie. (…)

[1163] EEAG, 1.3., Rn. 19 (7), Definition von Biokraftstoff als „flüssiger oder gasförmiger Verkehrskraftstoff, der aus Biomasse hergestellt wird“.

[1164] EEAG, 3.3.1., Rn. 112 bis 114.: Genehmigt werden können Investitionsbeihilfen für den Umbau von Anlagen für die Herstellung fortschrittlicher Biokraftstoffe sowie die Förderung fortschrittlicher Biokraftstoffe. Betriebsbeihilfen sind nur bis 2020 möglich für Anlagen, die mit Nahrungsmittelpflanzen arbeiten.

baren Energien, Energieeffizienz oder Verkehr. Auf diese Regeln soll im Folgenden kurz eingegangen werden, soweit sie für Biomethan relevant sind.

(1) Förderung der erneuerbaren Energien

Die Nutzung von Biomethan wird in der **Richtlinie 2009/28/EG über den Vorrang von Erneuerbaren Energien** (EE-RL)[1165] durch die Regelungen zu Biogas, Biobrennstoffen und Biokraftstoffen nicht explizit, aber mittelbar als Gas aus erneuerbaren Quellen adressiert[1166]. Die Richtlinie 2009/28/EG setzt gemäß Art. 1 einen gemeinsamen Rahmen für die Förderung von erneuerbaren Energien. Biomasse und Biogas fallen gemäß Art. 2 lit. a) unter den Begriff der „*Energie aus erneuerbaren Quellen*". Gemäß Art. 2 lit. h) werden unter flüssigen Biobrennstoffen „*flüssige Brennstoffe, die aus Biomasse hergestellt werden und für den Einsatz zu energetischen Zwecken, mit Ausnahme des Transports, einschließlich Elektrizität, Wärme und Kälte, bestimmt sind*", verstanden. Biokraftstoffe werden in Art. 2 lit. i) als „*flüssige oder gasförmige Kraftstoffe für den Verkehr, die aus Biomasse hergestellt werden*", definiert.

Laut Art. 3 Abs. 1 gibt es verbindliche nationale Gesamtziele für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch[1167], deren Erreichen durch sogenannte Nationale Aktionspläne gemäß Art. 4 gesichert werden soll. Gemäß Art. 3 Abs. 4 soll der Anteil erneuerbarer Energien bei allen Verkehrsträgern 10 Prozent des Endenergieverbrauchs im Verkehrssektor betragen. Die Aktionspläne sollen die notwendigen Maßnahmen enthalten, "*wozu auch … nationale Strategien zur Entwicklung der vorhandenen Biomasseressourcen und zur Mobilisierung neuer Biomasseressourcen … zählen*". Art. 16 Abs. 2 lit. b verpflichtet die Mitgliedstaaten, Elektrizität aus erneuerbaren Quellen einen vorrangigen Netzzugang zu gewähren. Die Art. 17 bis 23 regeln den Umgang mit Biokraftstoffen[1168]. Bemerkenswert ist in diesem Zusammenhang der Art. 21 Abs. 2 AEUV, der klarstellt, dass Biokraftstoffe, die aus Abfällen, Reststoffen, zellulosehaltigem Non-Food-Material oder lignozellulosehaltigem Material hergestellt werden, in Bezug auf die Zielerreichung nach Art. 3 Abs. 4 RL 2009/28/EG doppelt gewichtet werden.

In dieser Richtlinie sind, anders als in der Vorgängerrichtlinie 2001/77/EG, außerdem Regeln zu Biogas enthalten. Gemäß Art. 16 Abs. 7 RL 2009/28/EG „*…stellen die Mitgliedstaaten sicher, dass Gas aus erneuerbaren Energiequellen bei der Erhebung der Tarife für die Übertragung und Verteilung nicht benachteiligt wird*". Darüber hinaus sind die Mitgliedstaaten nach Art. 16 Abs. 9 RL 2009/28/EG angehalten zu prüfen, inwieweit die vorhandene Infrastruktur auszubauen ist, um die Einspeisung von Biogas zu erleichtern. Der Richtliniengeber selbst

[1165] Amtsblatt der Europäischen Union, L 140/16 v. 05.06.2009, S. 16 bis 62.
[1166] Zu den Begrifflichkeiten siehe C.I.1.a.
[1167] Das europaweite Gesamtziel beträgt 20% Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch, Art. 3 I RL 2009/28/EG.
[1168] Dazu ausführlich oben unter D.VI.2.a.(2).

betont in Bezug auf Biogasanlagen „*den maßgeblichen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung im ländlichen Raum*[1169].“ In der Literatur wird dies positiv bewertet, da die Verbesserung der Einspeisungsvoraussetzungen einen wichtigen Baustein für die räumliche Entkoppelung von Biomasseerzeugung und -nutzung und damit für eine effizientere Nutzung darstelle, auch wenn ein darüber hinaus gehender vorrangiger Zugang für Biogas wünschenswert gewesen wäre[1170].

(2) Förderung des Binnenmarktes

Hier ist zwischen dem Elektrizitätsbinnenmarkt[1171] und dem Erdgasbinnenmarkt zu unterscheiden. Wichtig sind insbesondere die Vorschriften zum Erdgasbinnenmarkt, da sie auch auf Biogas anwendbar sind. Die **Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG[1172]** regelt in Artikel 1 Gegenstand und Anwendungsbereich[1173]. Gegenstand ist danach die „*Fernleitung, die Verteilung, die Lieferung und die Speicherung von Erdgas*“ (Abs.1). In der Richtlinie wird außerdem die „*Organisation und Funktionsweise des Erdgassektors, den Marktzugang, die Genehmigungen und der Betrieb der Netze geregelt*“. Absatz 2 stellt klar, dass die Vorschriften ebenso für Biogas oder Gas aus Biomasse oder andere Gasarten gelten, „*soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren*“. Ein gleichberechtigter, nichtdiskriminierender Zugang zum Gasnetz von Biogas und Gas aus Biomasse wird auch in den Erwägungsgründen der Richtlinie betont[1174].

Nach Art. 3 Abs. 2 können die Mitgliedstaaten den im Gassektor tätigen Unternehmen Verpflichtungen unter anderem zu Energien aus erneuerbaren Quellen auferlegen. Art. 3 Abs. 7 beinhaltet eine Verpflichtung der Mitgliedstaaten, geeignete Maßnahmen zur Erreichung des Umweltschutzes zu ergreifen, insb. Aufbau und Erhalt der erforderlichen Netzinfrastruktur einschließlich der Verbindungsleitungskapazitäten. Die weiteren Vorgaben der Richtlinie

[1169] Erwägungsgrund 12, RL 2009/28/EG.

[1170] So *W. Lehnert/J. Vollprecht*, Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (316). Zu den wesentlichen Inhalten der RL 2009/28/EG siehe: *C. Ringel/C. Bitsch*, Die Neuordnung des Rechts der Erneuerbaren Energien in Europa, NvWZ 2009, S. 807 (809).

[1171] Die Richtlinie 2009/72/EG über den Elektrizitätsbinnenmarkt beinhaltet unter anderem Regeln zum Bau neuer Anlagen (Art. 7), zur vorrangigen Inanspruchnahme von Strom aus EE-Anlagen (Art. 15), zum vorrangigen Netzzugang von EE-Anlagen (Art. 25) sowie zur Erleichterung und Vorrang der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Quellen (Art. 36). Mangels besonderer Vorschriften zu Biogas wird hier nicht weiter darauf eingegangen.

[1172] Amtsblatt der EU, L 211/94 vom 14.08.2009, S. 94 bis 136.

[1173] Gleiches gilt für die Vorgänger-RL 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates v. 26.06.2003 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 98/30/EG, ABlEU. 176/57.

[1174] Vgl. dazu Erwägungsgründe 26, 41 RL 2009/73/EG.

umfassen nicht nur allgemeine Vorgaben zum Gassektor, sondern auch zur Entflechtung der Netze, Verteilung und Versorgung, Netzzugang und Endkundenmärkten.

Die Verordnung **(EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 (ErdgasZVO)**[1175] hat gemäß Art. 1 lit. a zum Ziel, nichtdiskriminierende Regeln für die Bedingungen für den Zugang zu Erdgasfernleitungsnetzen unter Berücksichtigung der besonderen Merkmale nationaler und regionaler Märkte festzulegen, um das reibungslose Funktionieren des Erdgasbinnenmarkts sicherzustellen. Besondere Regeln für Biogas oder Biomethan beinhaltet die Verordnung allerdings nicht.

(3) Förderung von Energieeffizienz

Gegenstand der Richtlinie **2010/31/EU zur Gesamteffizienz von Gebäuden**[1176] ist die „Verbesserung der Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden“[1177]. Die Senkung des Energieverbrauchs und die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen im Gebäudesektor seien wesentliche Maßnahmen, die zur Verringerung der Energieabhängigkeit der Union und der Treibhausgasemissionen benötigt werden[1178]. Diese Maßnahmen würden die Senkung des Energieverbrauchs in der Union ermöglichen und damit auch ihrer Verpflichtung, bis 2020 die Gesamttreibhausgasemissionen gegenüber den Werten von 1990 um mindestens 20 Prozent bzw. im Fall des Zustandekommens eines internationalen Übereinkommens um 30 Prozent zu senken, nachkommen[1179]. Ziel der Richtlinie ist es, die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden zu verbessern und den Anteil an Niedrigstenergiegebäuden zu erhöhen[1180]. Gemäß Art. 2 Nr. 2 wird „Niedrigstenergiegebäude“ definiert als ein Gebäude, das eine sehr hohe, nach Anhang I bestimmte Gesamtenergieeffizienz aufweist. Der fast bei Null liegende oder sehr geringe Energiebedarf solle zu einem ganz wesentlichen Teil durch Energie aus erneuerbaren Quellen — einschließlich Energie aus erneuerbaren Quellen, die am Standort oder in der Nähe erzeugt wird — gedeckt werden. Gemäß Art. 9 der RL verpflichten sich die Mitgliedstaaten, dass bis zum 31. Dezember 2020 alle neuen Gebäude Niedrigstenergiegebäude sind. Darüber hinaus erstellen sie nationale Pläne zur Erhöhung der Zahl der Niedrigstenergiegebäude. Gemäß Art. 2 Nr. 6 wird als „Energie aus erneuerbaren Quellen“ unter

[1175] VO (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.07.2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, ABlEU. 211/36.
[1176] Amtsblatt der EU, L 153 vom 18.6.2010, S. 13–35.
[1177] Biomethan dürfte in den Anwendungsbereich der Richtlinie fallen, da nach Art. 2 Nr. 6 unter den Begriff „Energie aus erneuerbaren Quellen“ auch Biogas fällt. Da der Wortlaut der Begriffbestimmung identisch mit der Begriffsbestimmung der RL 2009/28/EG ist – unter die Biomethan subsumiert werden kann (siehe oben C.II.1) – dürfte auch von dieser Richtlinie Biomethan umfasst sein.
[1178] Erwägungsgrund 3, RL 2010/31/EU.
[1179] Erwägungsgrund 3, RL 2010/31/EU.
[1180] Amtsblatt vom 17.5.2003, L 123/42, RL 2003/30/EG.

anderem auch Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Biogas definiert. Damit kann grundsätzlich auch Biomethan als Sonderform von Biogas zu einer erhöhten Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen beitragen. Biomethan wird somit in der Richtlinie 2010/31/EG nicht explizit adressiert, kann aber eine Rolle spielen, um den Anforderungen der Richtlinie hinsichtlich der Deckung des Restenergiebedarfs von Gebäuden aus erneuerbaren Quellen zu decken.

(4) Erneuerbare Kraftstoffe im Verkehrssektor

Die Richtlinie 2003/30/EG **zur Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen im Verkehrssektor**[1181] zielt gemäß Art. 1 auf die Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen oder anderen erneuerbaren Kraftstoffen als Ersatz für Otto- und Dieselkraftstoffe im Verkehrssektor in den einzelnen Mitgliedstaaten ab; hierdurch soll dazu beigetragen werden, dass bestimmte Ziele, wie die Erfüllung der Verpflichtungen in Bezug auf die Klimaänderungen, die umweltgerechte Versorgungssicherheit und die Förderung erneuerbarer Energiequellen, erreicht werden. Unter den Begriff der Biokraftstoffe fällt auch Biogas, Art. 2 lit.c, wenn es für die Verwendung als Biokraftstoff bestimmt ist. Biomethan wird somit hier lediglich mittelbar über die für Biogas geltenden Vorschriften adressiert.

Explizit wird Biomethan im Verkehrssektor in der Richtlinie 2014/94/EU **über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe**[1182] adressiert. Diese Richtlinie, die bis zum 18. November 2016 umgesetzt werden muss, liefert einen gemeinsamen Rahmen für den Ausbau der alternativen Kraftstoffe. Nach Art. 2 Nr. 1, 5. Spiegelstrich zählt flüssiges oder gasförmiges Erdgas, einschließlich Biomethan, zu den „alternativen Kraftstoffen" im Sinne der Richtlinie. Gemäß Art. 3 der RL sind die Mitgliedstaaten (ebenfalls bis zum 18. November 2016) verpflichtet, einen nationalen Strategierahmen mitsamt nationalen Einzel- und Gesamtzielen zu entwerfen sowie die dazu erforderlichen Maßnahmen darzulegen. Als Maßnahmen kommen z.B. solche in Betracht, *„die den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe für öffentliche Verkehrsmittel fördern können"*[1183]. Eine Förderung von (unter anderem) Biomethan ist hier somit ausdrücklich vorgesehen; wie diese genau aussehen wird, ist der Ausarbeitung und Gestaltung des deutschen Gesetzgebers überlassen.

Eine Legaldefinition von Biomethan enthält VO (EU) Nr. 168/2013 **über die Genehmigung und Marktüberwachung von zwei- oder dreirädrigen und vierrädrigen Fahrzeugen**[1184] in Art. 3 Nr. 83. Danach ist Biomethan ein erneuerbares Naturgas aus organischen Quellen, das

[1181] Amtsblatt vom 17.5.2003, L 123/42.
[1182] Richtlinie 2014/94/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Oktober 2014 über den Aufbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe, AblEU. L 307/1.
[1183] Art. 3 I 4. Spiegelstrich der RL 2014/94/EU.
[1184] Verordnung (EU) Nr. 168/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 15.01.2013 über die Genehmigung und Marktüberwachung von zwei- oder dreirädrigen und vierrädrigen Fahrzeugen, ABlEU. L 60/52.

zunächst „Biogas“ ist, dann jedoch in einem Verfahren mit der Bezeichnung „Biogas zu Biomethan“ gereinigt wird, wodurch die Verunreinigungen im Biogas, wie Kohlendioxid, Siloxane und Schwefelwasserstoff (H2S), beseitigt werden. Gegenstand der Verordnung sind vor allem technische und verwaltungsbezogene Vorschriften. In Art. 9 f. werden die Hersteller der Fahrzeuge verpflichtet, die Anforderungen der Verordnung einzuhalten. Darunter gehört unter anderem Art. 23, die Umweltverträglichkeitsprüfung. „*Der Hersteller stellt sicher, dass typgenehmigte Fahrzeuge den Anforderungen für die Umweltverträglichkeit gemäß den Anhängen II, V und VI und während der Dauerhaltbarkeits-Laufleistung gemäß Anhang VII entsprechen.“* In Anhang V sind die Anforderungen an die Umweltverträglichkeit erfasst; danach sollen bestimmte Fahrzeugtypen mit Biomethan betrieben werden. Eine darüber hinausgehende Förderung von Biomethan als Kraftstoff ist nicht ersichtlich.

d. Zusammenfassung

Eine einheitliche Linie zur Förderung von Biomethan gibt es im Europäischen Sekundärrecht nicht. Vielmehr sind einige wenige fragmentarische Regelungen in den neueren Vorschriften zu alternativen Kraftstoffen und Fahrzeugen vorhanden, die Biomethan ausdrücklich fördern. Häufiger verhält es sich jedoch so, dass Biomethan nicht ausdrücklich erwähnt wird, sondern durch Begriffe wie Biogas oder Biokraftstoff ebenfalls erfasst wird, vor allem in den Bereichen Elektrizität und Verkehr.

2. Biogaseinspeisung und -durchleitung

Vorschriften zur Einspeisung von Biogas in das Gasnetz sind in unterschiedlichen Regelwerken zu finden. Wichtige Aspekte bilden insbesondere der Anschluss und Zugang zum Gasnetz, die Anforderungen an die Qualität des einzuspeisenden Gases sowie der Ausgleich bei der Einspeisung und Entnahme des Biogases[1185].

Zentrales Regelwerk bei der Einspeisung von (Bio-) Gas in das Erdgasnetz ist die Gasnetzzugangsverordnung, welche auf Grundlage der §§ 21b, 24, 25, 29 EnWG erlassen wurde. Mit dem Energiewirtschaftsgesetz wiederum wurden u.a. Vorgaben der europarechtlichen Richtlinien zum Erdgasbinnenmarkt[1186] in nationales Recht umgesetzt. Insbesondere mit Verabschiedung des dritten Energiebinnenmarktpakets im Jahr 2009, welches ab März 2011 in allen Mitgliedstaaten umgesetzt werden sollte, wurde die Entwicklung hin zu einer integrierten Energie- und Klimapolitik der europäischen Union bestätigt[1187]. Durch den Erlass zahlrei-

[1185] *T. Müller,* Die Biogaseinspeisung im Kontext des Umweltenergierechts, in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 37.
[1186] Richtlinie 2009/73/EG.
[1187] *C. Theobald/T. Gay-Kern,* Das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU und die Reform des deutschen Energiewirtschaftsrechts 2011, EuZW 2011, S. 896 (896).

cher Verordnungen[1188] und Richtlinien[1189] fand eine Umstrukturierung des Energiewirtschaftsrechts – sowohl auf europäischer als auch auf nationaler Ebene[1190] – statt[1191]. Schon die Richtlinie 2003/55/EG forderte für Biogas – neben anderen Gasarten – dass dieses, unter Berücksichtigung der erforderlichen Qualitätsanforderungen, diskriminierungsfreien Zugang zum Gasnetz erhalten soll, sofern dies technisch möglich und sicher ist[1192]. Die Richtlinie 2009/73/EG übernimmt diese Forderung[1193] und verlangt darüber hinaus von den Mitgliedstaaten konkrete Maßnahmen zur umfassenderen Nutzung von Biogas und Gas aus Biomasse, die deren gleichberechtigten Zugang zu den Gasnetzen gewährleisten. Dies gilt ebenfalls unter den Voraussetzungen der technischen Machbarkeit und Sicherheit[1194]. Ergänzend legen beide Richtlinien in Art. 1 Abs. 2 fest, dass ihre Vorschriften für Erdgas ebenso in nichtdiskriminierender Weise für Biogas, Gas aus Biomasse und andere Gasarten Anwendung finden.

Bereits 2007 beschloss das Bundeskabinett ein Maßnahmenpaket zu den Herausforderungen des Klimawandels, worauf 2008[1195] u.a. auch die Gasnetzzugangsverordnung, die Gasnetzentgeltverordnung sowie die Anreizregulierungsverordnung[1196] geändert und Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz geschaffen wurden, um das – im Jahr 2014 jedoch wieder revidierte – Ziel, diese auf 6 Milliarden Kubikmeter jährlich bis 2020 und 10 Milliarden Kubikmeter jährlich bis 2030 zu erhöhen, zu erreichen[1197]. Durch sukzessive Modifikation und Anpassungen der Vorschriften zur Biogaseinspeisung wurde die Rechtslage speziell für Transportkunden (§ 3 Nr. 31b EnWG) nach und nach verbessert und es sind

[1188] VO (EG) Nr. 713/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.07.2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörde, ABlEU. L 211/1; VO (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates v. 13.07.2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003, ABlEU. 211/15; VO (EG) Nr. 715/2009.

[1189] RL 2009/72/EG; RL 2009/73/EG.

[1190] Es fand hierdurch eine Änderung von mindestens zwei Dutzend Gesetzen und Verordnungen auf Grundlage von insgesamt acht Artikelgesetzen statt (bspw. EEG, EnWG, KWKG etc.); *C. Theobald/T. Gay-Kern,* Das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU und die Reform des deutschen Energiewirtschaftsrechts 2011, EuZW 2011, S. 896 (897).

[1191] *C. Theobald/T. Gay-Kern,* Das dritte Energiebinnenmarktpaket der EU und die Reform des deutschen Energiewirtschaftsrechts 2011, EuZW 2011, S. 896 (896); *J. Gundel/C. F. Germelmann,* Kein Schlussstein für die Liberalisierung der Energiemärkte: Das Dritte Binnenmarktpaket, EuZW 2009, S. 763 (763 f.)

[1192] Erwägungsgrund 24 der RL.

[1193] Erwägungsgrund 41 der RL.

[1194] Erwägungsgrund 26 der RL.

[1195] BGBl. I S. 693 ff.

[1196] Verordnung für die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung – ARegV) v. 29.10.2007 (BGBl. I S. 2529), das zuletzt durch Art. 9 des Gesetzes v. 21.07.2014 (BGBl. I S. 1066) geändert worden ist.

[1197] § 31 GasNZV; *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 756; im Jahr 2011 betrug das Einspeisevolumen allerdings lediglich 275 Mio. m³, *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2012, S. 3.

bspw. durch Vorrang- und Kostenregelungen unmittelbare und auch mittelbare Anreize für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz entstanden[1198]. Zentrale Regelwerke sind Energiewirtschaftsgesetz, Gasnetzzugangsverordnung und Gasnetzentgeltverordnung, Erneuerbare-Energien-Gesetz und Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz sowie die Kooperationsvereinbarung VII[1199], die am 1. Oktober 2013 in Kraft getreten ist, und die Arbeitsblätter des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches[1200] zur Gasqualität des eingespeisten Biogases. Zwar entfaltet insbesondere die Kooperationsvereinbarung Rechtsverbindlichkeit nur für Betreiber von Gasversorgungsnetzen, jedoch hält die Bundesnetzagentur auch Netznutzer dazu an, sich an den durch die Vereinbarung getroffenen Vertragsinhalten zu orientieren[1201].

a. Sinn und Zweck der speziellen Vorschriften zur Biogaseinspeisung

Neben der direkten Verstromung bzw. Nutzung des Biogases unmittelbar am Ort der Erzeugung, stellt die Einspeisung in das Erdgasnetz eine zu berücksichtigende Alternative insbesondere im Hinblick auf eine effiziente Wärmenutzung und Speicherung der gewonnenen Energie dar[1202]. Denn nicht immer kann gewährleistet werden, dass in den vornehmlich ländlichen Regionen, in denen Biogasanlagen entsprechend der Natur der Sache angesiedelt sind, Wärmesenken vorhanden sind, durch welche eine ausreichende Nutzung der bei der Verbrennung des Gases entstehenden Wärme sichergestellt wäre[1203]. Durch den Transport des Gases über das Erdgasnetz zu für diese Zwecke besser geeigneten Standorten, kann somit eine effiziente Kraft-Wärme-Kopplungs-Nutzung, wie dies für die Nutzung der Bioenergie per Gesetz auch gefordert wird, verwirklicht werden[1204]. Darüber hinaus ist es auf diese Weise möglich, Energie in Form des Biogases im Erdgasnetz zu speichern und erst bei Bedarf, bspw. zum Ausgleich fluktuierender Strommengen aus Wind- und Sonnenenergie oder zur Stabilisierung des Netzes, zu verstromen[1205]. Des Weiteren ist auf den Gesichtspunkt der Nutzung von aufbereitetem Biogas als regenerativ erzeugter Kraftstoff hinzuweisen, welcher

---

[1198] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 756 f.

[1199] Vereinbarung über die Kooperation gem. § 20 Ib EnWG zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, die in ihrer Änderungsfassung v. 30.6.2014 am 1.10.2014 in Kraft getreten ist (KoV VII); hierzu sind die Beteiligten gem. § 20b Ib EnWG bzw. § 8 VI GasNZV verpflichtet.

[1200] Arbeitsblätter G 260 und G 262 des DVGW.

[1201] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 760.

[1202] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 54.

[1203] *F. Longo,* Strategische Fragen der Biogaseinspeisung, ZNER 2007, S. 155 (155); *W. Lehnert/J. Vollprecht,* Neue Impulse von Europa – Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (316).

[1204] *F. Longo,* Strategische Fragen der Biogaseinspeisung, ZNER 2007, S. 155 (155); *W. Lehnert/J. Vollprecht,* Neue Impulse von Europa – Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, ZUR 2009, S. 307 (316).

[1205] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 55.

durch Einspeisung und Transport des Gases über das Erdgasnetz zu entsprechenden Erdgastankstellen gefördert wird[1206].

Es zeigt sich also, dass die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz im Gegensatz zur direkten Verstromung und Wärmenutzung Vorteile bietet, die eine Förderung dieser Technik, sowohl direkt als auch indirekt, rechtfertigen können.

b. Privilegierter Netzanschluss von Biogasanlagen nach §§ 32 f. GasNZV

Gem. § 17 Abs. 1 EnWG gilt für Gasnetzbetreiber die Pflicht, ähnlich dem Gasnetzzugang, u.a. Erzeugungsanlagen, wozu auch Biogasanlagen zählen[1207], zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen an ihr Netz anzuschließen, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind. Detaillierte und präzisierende Regelungen, insbesondere auch für die Einspeisung von Biogas iSd. § 3 Nr. 10c EnWG[1208], enthält die Gasnetzzugangsverordnung in Teil 6 (§§ 31 ff.). Konkret bedeutet Netzanschluss gem. § 32 Nr. 2 GasNZV die Herstellung der Verbindungsleitung, die die Biogasaufbereitungsanlage mit dem bestehenden Gasversorgungsnetz verbindet, die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die Gasdruck-Regel-Messanlage sowie die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases. Die Regeln zum vorrangigen Netzanschluss gelten ganz unabhängig von der jeweiligen Netzebene[1209].

(1) Verfahren zum Netzanschluss

Das Verfahren zum Netzanschluss richtet sich nach den §§ 32 ff. GasNZV und soll im Folgenden näher dargestellt werden.

(a) Beteiligte des Netzanschlussverfahrens

Anschlussnehmer ist gem. § 32 Nr. 1 GasNZV jede juristische oder natürliche Person, die als Projektentwicklungsträger, Errichter oder Betreiber einer Anlage, mit der Biogas iSv. § 3 Nr. 10c EnWG auf Erdgasqualität aufbereitet wird (§ 32 Nr. 3 GasNZV), den Netzanschluss dieser Anlage beansprucht. Der Betreiberbegriff wurde im Rahmen einer Entscheidung der

[1206] Siehe hierzu *S. Bajohr,* in: F. Graf/ders. (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 13.
[1207] *M. Altrock et al.,* Energiewirtschaftliche, konzeptionelle und rechtliche Rahmenbedingungen der Erzeugung, Einspeisung und Nutzung von Biomethan, Endbericht, Oktober 2008, S. 38.
[1208] Hierzu zählen Biomethan, Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas und Grubengas sowie Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, und synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid jeweils nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen im Sinne der RL 2009/28/EG stammen, wobei hier auf die Methanhaltigkeit des Gases abgestellt wird und nicht auf die Regenerativität; *S. Merk,* Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 103.
[1209] *G. Volk,* Einspeiseregelung für Biogas in Erdgasnetze, et 2008, Heft 3, S. 16 (18).

Bundesnetzagentur konkretisiert[1210]. Diese hat festgestellt, dass – in Parallele zum Betreiberbegriff des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – dieser nicht an die technische Betriebsführung geknüpft sein soll, sondern sich vielmehr über das gesetzliche Schuldverhältnis, welches Anlagenbetreiber und Netzbetreiber verbindet, definiert[1211]. Betreiber einer Anlage ist demnach „derjenige, der die Anlage auf eigene Rechnung benutzt, die Verfügungsgewalt über die Anlage inne hat oder zumindest bestimmenden Einfluss auf die Anlage hat und die Anlage unterhält, mithin das wirtschaftliche bzw. unternehmerische Risiko der Anlage trägt“[1212]. Das wirtschaftliche Risiko obliegt maßgeblich demjenigen, der „die Erzeugungs- und Betriebskosten sowie die Mengenabsatz- und Erlösrisiken trägt“[1213]. Wird die Aufbereitungsanlage nach der Planungs- und Errichtungsphase von einem Dritten betrieben, so ist dies für die Betreiberfrage zunächst irrelevant. Betreiber ist, wer zum Zeitpunkt der Projektierung und Errichtung die Anforderungen nach § 32 Nr. 1 GasNZV erfüllt[1214]. Ebenfalls unerheblich ist, ob die Biogaserzeugungsanlage von einem Dritten betrieben wird, denn „[d]ie Trennung von Biogaserzeugung einerseits sowie Biogasaufbereitung und -einspeisung andererseits ist ein in der Branche bislang durchaus übliches Geschäftskonzept“[1215].

Demgegenüber steht als zum Netzanschluss Verpflichteter der Netzbetreiber des Gasversorgungsnetzes, mit dem die Biogasaufbereitungsanlage verbunden werden soll, §§ 32 Nr. 2, 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV. Dieser ist grundsätzlich nach § 17 Abs. 1 EnWG und speziell bei der Biogaseinspeisung gem. § 33 Abs. 1 GasNZV zum Netzanschluss verpflichtet. Ein Netzanschluss kann dabei auf allen Netzebenen begehrt werden.

(b) Ablauf des Netzanschlussverfahrens

Zunächst sind die Netzbetreiber nach den Regeln zum Netzanschluss verpflichtet, die Voraussetzungen für den Netzanschluss und die für das Netzanschlussverfahren erforderlichen Angaben sowie eine laufend aktualisierte Darstellung der Netzauslastung einschließlich der Kennzeichnung tatsächlicher oder zu erwartender Engpässe neben sonstigen technischen Mindestanforderungen (§ 19 Abs. 2 EnWG) auf ihrer Internetseite zu veröffentlichen, § 33 Abs. 3 GasNZV[1216].

[1210] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191.

[1211] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 763; *J. Schlichting/H. von Bredow,* Gasnetzanschluss: Bundesnetzagentur entscheidet zu Grundsatzfragen, Biogas Journal 3/2011, S. 112 (112 f.); *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 31.

[1212] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 31.

[1213] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (202); BT-Drs. 14/8059, S. 11.

[1214] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 31.

[1215] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 32.

[1216] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 72.

Der genaue Ablauf des Netzanschlussverfahrens ist in den §§ 33 Abs. 4-7 GasNZV geregelt. Ausgangspunkt stellt demnach ein Netzanschlussbegehren des Anschlussnehmers an den Netzbetreiber dar (§ 33 Abs. 4 Satz 1 GasNZV) dar, welches insbesondere auch Informationen zum ausgewählten Verknüpfungspunkt sowie zu den erforderlichen Einspeisekapazitäten beinhaltet[1217]. Innerhalb von zwei Wochen nach Eingang dieses Begehrens hat der Netzbetreiber dem Antragsteller mitzuteilen, welche Prüfungen zur Entscheidung hierüber erforderlich sein werden und welchen finanziellen Umfang diese annehmen können. Werden hierfür weitere Informationen von Anschlussnehmer benötigt, so hat der Netzbetreiber diese binnen einer Woche nach Eingang des Anschlussbegehrens bei diesem anzufordern. Die zweiwöchige Vorprüfungsfrist beginnt dann mit Eingang der vollständigen Unterlagen[1218]. Insbesondere ist der Netzbetreiber im Rahmen der Netzanschlussprüfung bereits verpflichtet, in Zusammenarbeit und Absprache mit anderen Netzbetreibern sicherzustellen, dass mithilfe technischer Maßnahmen die ganzjährige Einspeisung des Gases gewährleistet werden kann. Umfasst ist hiervon auch die Möglichkeit einer eventuellen Rückspeisung von Gas in vorgelagerte Netze, wie dies in § 34 Abs. 2 Satz 4 GasNZV erläutert wird[1219].

Hat der Netzbetreiber eine Vorschusszahlung iHv. 25 Prozent der nach § 33 Abs. 4 Satz 1 GasNZV dargelegten Kosten vom Antragsteller erhalten, hat er gem. § 33 Abs. 5 Satz 1 GasNZV – auch unter Hinzuziehung anderer Netzbetreiber – unverzüglich die für die Feststellung der Anschlusszusage notwendigen Prüfungen durchzuführen. Das Ergebnis ist dem Anschlussnehmer unverzüglich, spätestens aber drei Monate nach Eingang der Vorschusszahlung mitzuteilen (§ 33 Abs. 5 Satz 4 GasNZV). Eine Definition des Begriffs der Anschlusszusage befindet sich zwar nicht in der Gasnetzzugangsverordung, jedoch können hier Materialien zur Kraftwerks-Netzanschlussverordung[1220] herangezogen werden, die ebenfalls die Erteilung einer solchen innerhalb der Frist von drei Monaten vorsieht[1221]. Demnach stellt eine Anschlusszusage eine Bestätigung des Netzbetreibers dar, „dass dem Anschluss der betreffenden Erzeugungsanlage am beabsichtigten Netzanschlusspunkt keine wesentlichen techni-

[1217] *F. Valentin/H. von Bredow,* Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus Erneuerbaren Energien, et 2011, Heft 12, S. 99 (101).
[1218] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (201).
[1219] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 23 f.; *F. Valentin/H. von Bredow,* Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus Erneuerbaren Energien, et 2011, Heft 12, S. 99 (101); *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 764 f.; *J. Schlichting/H. von Bredow,* Gasnetzanschluss: Bundesnetzagentur entscheidet zu Grundsatzfragen, Biogas Journal 3/2011, S. 112 (112); *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 73.
[1220] Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie (Kraftwerks-Netzanschlussverordnung – KraftNAV) v. 26.06.2007 (BGBl. I S. 1187).
[1221] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (204); *T. Schmeding,* Bundesregierung: Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze – Verordnung in Kraft getreten, IR 2008, S. 116 (116).

schen Hindernisse entgegenstehen“[1222]. Nach dieser Definition handelt es sich lediglich um eine vorläufige „Reservierung“ von Kapazitäten zur Einspeisung, vor allem gegenüber konkurrierenden Anschlussnehmern[1223]. Im Gegensatz dazu vertritt die Bundesnetzagentur die Auffassung, dass die Anschlusszusage eine abschließende Prüfung der Ablehnungsgründe aufgrund technischer Unmöglichkeit bzw. wirtschaftlicher Unzumutbarkeit beinhaltet[1224]. Sie hat hierzu auch entschieden, dass ein Ausnahmefall dann vorliegt, wenn der Netzbetreiber „ohne eigenes Verschulden nicht in der Lage ist, die Anschlussprüfung innerhalb der Prüfungsfrist abzuschließen“[1225]. Unter diesen Umständen kann die Anschlusszusage unter einem „qualifizierten Vorbehalt“ erfolgen, was bedeutet, dass die noch nicht abschließend geklärten Fragen – und nur diese[1226] – unter einen Vorbehalt gestellt werden[1227]. Es bleibt jedoch dabei, dass der Netzbetreiber auch bei einem Vorbehalt verpflichtet ist, alles ihm Mögliche zu unternehmen, um den Netzanschluss zu realisieren. Zwar bedeutet dies, dass die Anforderung an den Netzbetreiber, eine klare Aussage zum Netzanschluss zu treffen, eingeschränkt wird, allerdings stellt die Bundesnetzagentur relativ hohe Anforderungen an den „qualifizierten Vorbehalt“, sodass auch weiterhin Rechtssicherheit für den Anschlussnehmer besteht, da es sich hierbei um Ausnahmefälle handelt[1228]. Nichtsdestotrotz widerspricht die Bundesnetzagentur ihrer Argumentation, dass die Anschlusszusage bereits eine umfangreiche Prüfung der Anschlussvoraussetzungen beinhaltet, wenn sie dennoch nachträgliche Verweigerungsgründe anerkennt. Nachträgliche Verweigerungsgründe sind bspw. wirtschaftliche Gründe in der Person des Anschlussnehmers oder ein „qualifizierter Vorbehalt“[1229]. Dies lässt daran zweifeln, dass eine solche Prüfung tatsächlich innerhalb von drei Monaten möglich ist[1230].

[1222] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (204); BR-Drs. 283/07, S. 18.

[1223] Da der Verordnungsgeber sich bei der Fassung der GasNZV stark an der KraftNAV orientierte, liegt eine solche Auslegung des Begriffs der Anschlusszusage nahe; *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (204).

[1224] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 25 f.

[1225] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 26.

[1226] Ausgeschlossen ist der pauschale Vorbehalt der technischen Möglichkeit bzw. wirtschaftlichen Zumutbarkeit des Netzaschlusses.

[1227] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 26; *C. Dümke,* Besondere Rechtsfragen zum Netzanschluss von Biogas an das Erdgasnetz, EWeRK 5/2012, S. 190 (191); das OLG Düsseldorf hat hierzu jedoch – im Sinne der Rechtssicherheit für den Anschlussnehmer – entschieden, „dass eine Netzanschlusszusage nach der GasNZV nur vorbehaltlos erklärt werden kann“; *C. Dümke,* Besondere Rechtsfragen zum Netzanschluss von Biogas an das Erdgasnetz, EWeRK 5/2012, S. 190 (191); OLG Düsseldorf v. 14.12.2011, Vl-3 Kart 25/11 (V).

[1228] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 765 f.

[1229] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 36.

[1230] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (204).

Fällt die Prüfung positiv aus, so ist der Netzbetreiber nach § 33 Abs. 6 Satz 1 GasNZV drei Monate hieran gebunden. Diesbezüglich hat die Bundesnetzagentur entschieden, dass, während die Parteien sich in Vertragsverhandlungen befinden, die Frist für diesen Zeitraum gehemmt wird[1231]. Eine solche Auslegung entsprich dem Sinn und Zweck der Fristenregelung, da der Anschlussnehmer sich anderenfalls gezwungen sähe, unter allen Umständen zu einem Vertragsabschluss mit dem Netzbetreiber zu gelangen, der anderenfalls nicht mehr an seine Netzanschlusszusage gebunden wäre[1232]. Darüber hinaus würde sonst derjenige Anschlussnehmer „bestraft", der ein Interesse an der Aushandlung individueller Vertragsbedingungen im Gegensatz zu einem standardisierten Vertragswerk hätte[1233]. Eine Ausnahme liegt dann vor, wenn es sich seitens der Vertragspartner um ungerechtfertigte Verzögerungen handelt, bspw. dann, wenn offensichtlich rechtswidrige Klauseln verhandelt werden sollen[1234]. Der Netzbetreiber hat dem Anschlussnehmer während dieser Frist ein verbindliches Vertragsangebot vorzulegen, § 33 Abs. 6 Satz 3 GasNZV. Die Kooperationsvereinbarung VI (ebenso wie bereits die KoV V) beinhaltet unterschiedliche Standardverträge, insbesondere auch einen Standardnetzanschlussvertrag, was dazu führen könnte, dass die Drei-Monats-Frist mit der nächsten Novellierung der Gasnetzzugangsverordnung deutlich verkürzt würde[1235]. Nach Abschluss des Vertrages folgt die Verpflichtung des Netzbetreibers, gemeinsam mit dem Anschlussnehmer unverzüglich die Planung des Netzanschlusses durchzuführen, § 33 Abs. 7 Satz 1 GasNZV.

Inhalt des Netzanschlussvertrages ist im Wesentlichen die Zusicherung seitens des Netzbetreibers, eine bestimmte garantierte Mindesteinspeisekapazität (angegeben in Nanokubikmetern pro Stunde) zu gewährleisten, § 33 Abs. 6 Satz 4 GasNZV, auf Grundlage derer im Allgemeinen die Investitionsentscheidung des Anschlussnehmers ergeht[1236]. Kann die Kapazität nicht zur Verfügung gestellt werden, trifft den Netzbetreiber aufgrund der Garantieeigenschaft der Zusage eine verschuldensunabhängige Haftung für Schäden, die durch die „mangelnde technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit" des Netzes zulasten des Anschlussnehmers entstehen[1237]. Darüber hinaus enthält der Anschlussvertrag „Bestimmungen zur Planung, Errichtung und Inbetriebnahme des Netzanschlusses sowie zur anschließenden An-

[1231] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 27 f.
[1232] *J. Schlichting/H. von Bredow,* Gasnetzanschluss: Bundesnetzagentur entscheidet zu Grundsatzfragen, Biogas Journal 3/2011, S. 112 (114); *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 766.
[1233] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 29.
[1234] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 29.
[1235] *F. Valentin/H. von Bredow,* Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus Erneuerbaren Energien, et 2011, Heft 12, S. 99 (101).
[1236] *F. Valentin/H. von Bredow,* Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus Erneuerbaren Energien, et 2011, Heft 12, S. 99 (101).
[1237] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2009, Az. BK7-09-005, S. 17; nicht umfasst sind allerdings Schäden, die aufgrund eines Ausfalls der Netzanschluss- und Einspeiseanlagen oder sonstiger Umstände entstehen.

schlussnutzung, zur technischen Ausführung des Netzanschlusses, Kostentragung, Haftung, zur Gasqualität und zu den Voraussetzungen für eine Unterbrechung der Anschlussnutzung“[1238].

Liegt ein Verstoß gegen einzelne Verpflichtungen der §§ 33 Abs. 4 bis 6 GasNZV vor, so handelt es sich um eine Ordnungswidrigkeit gem. § 51 Abs. 1 GasNZV, die dementsprechend Bußgelder nach sich ziehen können.

(2) Netzverknüpfungspunkt und Verweigerung des Netzanschlusses

Gem. § 33 Abs. 1 Satz 1 GasNZV hat der Antragsteller einen umfassenden Anspruch auf vorrangigen Anschluss an das Gasnetz des Netzbetreibers. Jedoch kann ein solcher unter bestimmten Voraussetzungen verweigert werden. Diesbezüglich verweist § 33 Abs. 8 GasNZV auf die Gründe des § 17 Abs. 2 EnWG, also die Verweigerung aufgrund wirtschaftlicher Unzumutbarkeit bzw. technischer Unmöglichkeit. Wird dem Antragsteller der Netzanschluss aus diesen Gründen an dem von ihm begehrten Anschlusspunkt nicht gewährt, so hat der Netzbetreiber ihm gleichzeitig einen anderen Anschlusspunkt vorzuschlagen[1239], der im Rahmen des wirtschaftlich Zumutbaren die geäußerten Absichten des Anschlussnehmers bestmöglich verwirklicht, § 33 Abs. 9 GasNZV[1240].

(a) Bestimmung des Netzverknüpfungspunktes

Hieraus wird deutlich, dass die Entscheidung über den Netzanknüpfungspunkt, anders als dies im Erneuerbare-Energien-Gesetz der Fall ist (§ 8 Abs. 1 EEG 2014), gänzlich dem Anschlussnehmer obliegt. Das Prinzip der Kostenminimierung spielt hier also nach dem Willen des Verordnungsgebers wohl erst einmal keine Rolle[1241], was einen zusätzlichen Anreiz für den Anschlussnehmer darstellt. Dies wäre jedoch nach anderer Ansicht der sinnvollere Ansatz, insbesondere sollten Kosten für Maßnahmen einbezogen werden, die bei Einspeisung des Gases eventuell anfallen können (bspw. Kapazitätserhöhung, technische Anpassungen o.ä.)[1242]. Es liegt allerdings nahe, dass aufgrund der Kostenregelung gem. § 33 Abs. 1 GasNZV, die anteilig auch den Anschlussnehmer verpflichtet, dieser einen finanziell günstigen

[1238] *F. Valentin/H. von Bredow,* Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus Erneuerbaren Energien, et 2011, Heft 12, S. 99 (101); ausführlich hierzu siehe *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 82 ff.

[1239] Hierbei kann es sich auch um einen Anschlusspunkt handeln, der außerhalb des Netzes des jeweiligen Netzbetreibers liegt, den dieser jedoch in Zusammenarbeit mit anderen Netzbetreibern und im Rahmen der Beurteilung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit vorzuschlagen hat, *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 57.

[1240] *C. Thole,* Biogasanlagen- Die Qual der Wahl des wirtschaftlichsten Netzanschlusses, IR 2010, S. 50 (52).

[1241] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 767.

[1242] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 24.

Verknüpfungspunkt wählt, um auch seine eigenen Investitionskosten gering zu halten[1243]. Jedoch ist mit Blick auf die Tatsache, dass einige Netzanschlüsse mit dem ausdrücklichen Hinweis auf eine bestehende gesamtwirtschaftlich sinnvollere Lösung verzögert werden, eine Entscheidung der Bundesnetzagentur diesbezüglich, sowie die Aufstellung von Leitlinien zur genauen Berechnungsmethode der gesamtwirtschaftlichen Kosten eines Netzanschlusses, wünschenswert[1244].

Auch im Hinblick auf Sinn und Zweck der Vorrangregelungen für die Biogaseinspeisung (§ 31 GasNZV) wird ebenfalls als Lösungsansatz diskutiert, lediglich die fiktiven Netzanschlusskosten, also jene für eine potentielle Verbindung zum nächstgelegenen, technisch machbaren und wirtschaftlich zumutbaren Anschlusspunkt, zugrunde zu legen. Tatsächlich errichtet werden soll dann die gesamtwirtschaftlich sinnvollste Verbindung, wobei die Mehrkosten für den Anschlussnehmer über den Wälzungsmechanismus auf das gesamte Marktgebiet verteilt würden[1245]. Ein Marktgebiet ist gem. § 2 Nr. 10 GasNZV die Zusammenfassung gleichgelagerter und nachgelagerter Netze, in denen Transportkunden gebuchte Kapazitäten frei zuordnen, Gas an Letztverbraucher ausspeisen und in andere Bilanzkreise übertragen können. Nähere Regelungen hierzu finden sich in den §§ 20, 21 GasNZV. Untermauert werden Argumente für die Anwendung des Prinzips der Minimierung der volkswirtschaftlichen Kosten beim Netzanschluss durch weitere Stellungnahmen, bspw. im Beschluss der Bundesnetzagentur vom 3. März 2010 – hier jedoch bezüglich der Einhaltung des Referenzbrennwertes von Gas[1246] – oder im Monitoringbericht 2011 der Bundesnetzagentur, welcher ebenfalls auf die gesamtwirtschaftliche Kostengünstigkeit hinweist[1247] sowie durch die ausdrückliche Erwähnung einer kostengünstigen Struktur der Energieversorgungsnetze in § 17 Abs. 3 Satz 2 Nr. 3 EnWG, wenn es um Kriterien der Unzumutbarkeit eines Netzanschlusses gem. § 17 Abs. 2 EnWG geht. Jedoch würde auch eine solche Lösung nichts an dem für den Anschlussnehmer vorteilhaften Charakter der Regelungen zum Netzanknüpfungspunkt ändern.

[1243] *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2011, S. 21; *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 768; *C. Dümke,* Besondere Rechtsfragen zum Netzanschluss von Biogas an das Erdgasnetz, EWeRK 5/2012, S. 190 (193); *G. Volk,* Einspeiseregelung für Biogas in Erdgasnetze, et 2008, Heft 3, S. 16 (18).

[1244] *S. Meyer/F. Valentin,* Die Neufassung der GasNZV im Hinblick auf die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze, ZNER 2010, S. 548 (549); *I. Bleuel,* Rechts-, Versicherungs- und Finanzthemen der Biogaseinspeisung, NordÖR 2011, S. 271 (272); *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 66 f.

[1245] *C. Thole,* Biogasanlagen- Die Qual der Wahl des wirtschaftlichsten Netzanschlusses, IR 2010, S. 50 (52); *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 768; *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 69 ff.

[1246] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2010, Az. BK7-09-005, S. 24.

[1247] *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2012, S. 17 f.; so auch *T. Schmeding,* Bundesregierung: Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze – Verordnung in Kraft getreten, IR 2008, S. 116 (116).

Schließlich hat der Netzbetreiber gem. § 33 Abs. 10 GasNZV, um seine Pflicht, eine ganzjährige Einspeisung des Biogases zu gewährleisten (§ 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV) nachzukommen, alle hierfür erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen. Laut Regierungsbegründung gehören hierzu insbesondere die Verdichtung in eine höhere Druckstufe bzw. Druckerhöhung im Netz oder das Erstellen eines zusätzlichen Verknüpfungspunktes[1248]. Zwischen mehreren möglichen Maßnahmen zur Kapazitätserhöhung ist jedoch stets die gesamtwirtschaftlich günstigste zu wählen[1249].

(b) Verweigerung des Netzanschlusses

Es besteht für den Netzbetreiber grundsätzlich die Option, dem Antragsteller den Netzanschluss zu verweigern, § 33 Abs. 8 Satz 1 GasNZV, § 17 Abs. 2 Satz 1 EnWG. Dies jedoch nur unter der Voraussetzung, dass hierfür betriebsbedingte oder sonstige wirtschaftliche oder technische Gründe vorliegen; dies insbesondere auch im Hinblick auf die Ziele des § 1 EnWG. Die Verweigerung kann nur mit dem Nachweis der Unmöglichkeit bzw. Unzumutbarkeit erfolgen[1250]. Als Ablehnungsgrund entfällt der Hinweis auf vertragliche Kapazitätsengpässe in einem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz, solange die Aufnahme des Biogases technisch-physikalisch möglich ist, § 33 Abs. 8 Satz 2 GasNZV[1251]. Grundsätzlich müssen die Gründe, welche zu einer Anschlussverweigerung führen, eng mit dem Netzanschlussbegehren verknüpft sein und die konkreten örtlichen Gegebenheiten am Anschlusspunkt betreffen[1252]. Fraglich ist also, wann diese in § 17 Abs. 2 Satz 1 EnWG genannten Gründe für eine Ablehnung vorliegen.

Nach der Rechtsprechung des BGH lässt sich dies in der Regel nur anhand der konkret vorliegenden Umstände beurteilen[1253]. „Erforderlich ist eine Abwägung aller im Einzelfall relevanten Belange. In die Abwägung einzubeziehen sind unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG und der Grundsätze der Elektrizitäts- und Erdgasbinnenmarkt-Richtlinien[1254] insbesondere die gegenläufigen Interessen des Netzbetreibers und des Anschlussnehmers“[1255]. Als abzuwägende Interessen werden bspw. die Kosten für die Herstellung des Netzanschlus-

[1248] BR-Drs. 312/10, S. 95 f.; *T. Schmeding,* Bundesregierung: Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze – Verordnung in Kraft getreten, IR 2008, S. 116 (116); *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 58.
[1249] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 58.
[1250] *T.C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 123.
[1251] *T.C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 127; *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 56.
[1252] *T.C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 126.
[1253] BGH, Beschl. v. 11.12.2012, Az. EnVR 8/12, S. 3; BGH, Beschl. v. 23.06.2009, Az. EnVR 48/08, S. 9; *T.C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 134.
[1254] RL 2009/73/EG.
[1255] BGH, Beschl. v. 11.12.2012, Az. EnVR 8/12, S. 3.

ses und eventuell entstehende Folgekosten für einen Netzausbau auf Seiten des Netzbetreibers sowie die Dringlichkeit des konkret geforderten Netzanschlusses und alternative Anschlussmöglichkeiten auf Seiten des Anschlussnehmers genannt[1256].

Grundsätzlich unterscheidet § 17 Abs. 2 EnWG also zwischen der betriebsbedingten oder technischen Unmöglichkeit und der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit. Jedoch ist eine trennscharfe Abgrenzung dieser Kategorien sehr schwierig[1257]. Es wird vorgebracht, im Rahmen der technischen Unmöglichkeit auf die §§ 19, 49 EnWG zurückzugreifen und bei betriebsbedingten Gründen auf die Organisation des Netzbetriebs abzustellen[1258]. Demnach ist der Netzanschluss technisch unmöglich, wenn er tatsächlich dauerhaft nicht ausgeführt werden kann, wenn also in diesem Fall ein sicherer Netzbetrieb nicht mehr gewährleistet werden kann[1259]. Jedoch stellt die Bundesnetzagentur hierzu fest, dass bislang „kein Fall einer zulässigen Zugangsverweigerung wegen technischer Unmöglichkeit vorliegt“[1260]. Das Merkmal der technischen Unmöglichkeit wird demnach von der Bundesnetzagentur sehr eng ausgelegt[1261]. Kein zwingender Grund für eine technische Unmöglichkeit sind gem. § 33 Abs. 8 Satz 2 GasNZV Kapazitätsengpässe im mit dem Einspeisepunkt direkt oder indirekt verbundenen Gasnetz, soweit dieses das Gas technisch-physikalisch aufnehmen kann. Den Netzbetreiber trifft also grundsätzlich die Pflicht zum Netzausbau[1262].

Für die Begründung der **technischen Unmöglichkeit** des Netzanschlusses verlangt die Bundesnetzagentur ein Vorgehen in zwei Stufen[1263]. Schon im Rahmen der Netzanschlussprüfung hat der Netzbetreiber festzustellen, ob eine konkrete technische Maßnahme für den Netzanschluss und den weiteren Netzbetrieb erforderlich ist (bspw. Rückspeisung, Deodorierung)[1264]. Ist eine solche Erforderlichkeit zu bejahen, so ist in einem zweiten Schritt substantiiert darzulegen, dass die Maßnahme tatsächlich und dauerhaft technisch nicht ausführbar ist. Das heißt, der Netzbetreiber hat sowohl die technische Möglichkeit als auch – damit einhergehend – die wirtschaftliche Zumutbarkeit der Maßnahme intensiv zu eruieren[1265]. Es ist

[1256] BGH, Beschl. v. 11.12.2012, Az. EnVR 8/12, S. 3; BGH, Beschl. v. 23.06.2009, Az. EnVR 48/08, S. 9.
[1257] *T.C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 129.
[1258] *T.C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 129.
[1259] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (204).
[1260] *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2012, S. 17.
[1261] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (204).
[1262] BGH, Beschl. v. 11.12.2012, Az. EnVR 8/12, S. 4.
[1263] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 30; *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 37 ff.
[1264] *J. Schlichting/H. von Bredow,* Gasnetzanschluss: Bundesnetzagentur entscheidet zu Grundsatzfragen, Biogas Journal 3_2011, S. 112 (114).
[1265] *J. Schlichting/H. von Bredow,* Gasnetzanschluss: Bundesnetzagentur entscheidet zu Grundsatzfragen, Biogas Journal 3_2011, S. 112 (114).

dabei zu beachten, dass bei unterschiedlichen, aber gleich geeigneten Maßnahmen diejenige zu wählen ist, die anhand einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung am kostengünstigsten ist[1266]. Ergeben sich schon bei der Anschlussprüfung Zweifel bezüglich der Ausführbarkeit einer speziellen Maßnahme, so ist die Anschlusszusage nur unter einem qualifizierten Vorbehalt zu erteilen[1267]. Geschieht dies nicht, so ist die Anschlussprüfung (§ 33 Abs. 5 Satz 1 GasNZV) des Netzbetreibers als fehlerhaft zu bewerten[1268]. In einem Beschluss der BNetzA zur Rückspeisung und eine damit zusammenhängenden Deodorierung[1269] aufgrund der Einspeisung von Biogas, welche vom Netzbetreiber als Grund für eine technische Unmöglichkeit des Netzanschlusses angeführt wurde, hat die Beschlusskammer festgestellt, dass allein die Berufung darauf, dass eine Technik bisher noch nicht entwickelt wurde bzw. am Markt (noch) nicht verfügbar ist, keine Anschlussverweigerung rechtfertigt[1270]. Dies würde zu einer gegenseitigen Exkulpation der Netzbetreiber sowie zur Blockade technischer Fortschritte führen[1271]. Bei Planung, Errichtung und Betrieb von Anlagen, mit denen neue Verfahren umgesetzt werden, hat der Netzbetreiber stets die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten[1272].

Der BGH hat sich in diesem Zusammenhang auch mit der Frage auseinandergesetzt, inwiefern ein Netzanschluss bei mangelnder Aufnahmekapazität des Netzes verweigert werden kann, wenn hierdurch eine Bypass- oder Y-Lösung erforderlich wird. Dies bedeutet, dass das Biogas ab der Netzanschlussanlage über zwei getrennte Verbindungsleitungen je nach Bedarf in zwei unterschiedliche Netze eingespeist wird[1273]. Nach Meinung des BGH ist diese Variante zumindest wie eine kapazitätserweiternde Maßnahme iSd. § 33 Abs. 10 iVm. § 34 Abs. 2 Satz 3 GasNZV einzustufen, welche bei der Prüfung des Netzanschlusses mit einbezogen werden muss[1274]. Eine Anschlussverweigerung unter Hinweis auf mangelnde Kapazitäten ist unter diesen Voraussetzungen also zunächst nicht zulässig[1275]. Gleiches geht auch aus der

[1266] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 58.
[1267] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 30
[1268] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 35.
[1269] Siehe ausführlich hierzu *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 59 ff.
[1270] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 39 f.
[1271] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 39.
[1272] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 61.
[1273] BGH, Beschl. v. 11.12.2012, Az. EnVR 8/12, S. 2.
[1274] BGH, Beschl. v. 11.12.2012, Az. EnVR 8/12, S. 4; a.A. *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 58 f.
[1275] Hierdurch würde die technisch noch nicht gelöste Frage der Deodorierung von Gas bei der Rückspeisung in ein vorgelagertes Netz an Brisanz verlieren, da mit der Y- oder Bypass-Lösung die Einspeisung an zwei Anschlusspunkten je nach Bedarf ermöglicht wird; *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (209).

Verordnungsbegründung zu den §§ 33, 34 GasNZV hervor, wonach der Netzbetreiber die erforderlichen und wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen im Netz zu ergreifen hat, um den Anschluss zu ermöglichen[1276].

Daneben kann der Netzanschluss auch aufgrund ***wirtschaftlicher Unzumutbarkeit*** verweigert werden. Was genau unter dem Begriff „Unzumutbarkeit" zu verstehen ist, ist gesetzlich nicht geregelt. Zugrunde zu legen ist hier jedoch nach allgemeiner Ansicht nicht die wirtschaftliche Situation des Netzbetreibers, bspw. ob dieser durch die Verwirklichung des Netzanschlusses eventuell in Zahlungsschwierigkeiten gerät, sondern zu beurteilen ist das einzelne Vertragsverhältnis zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber[1277]. Der Netzanschluss und alle damit zusammenhängenden Maßnahmen sind dann wirtschaftlich zumutbar, „wenn hierfür auch eine angemessene Gegenleistung entrichtet wird."[1278] Es wird angenommen, dass wirtschaftliche Unzumutbarkeit zumindest dann vorliegt, „wenn die hierdurch ausgelösten Kosten vom Netzbetreiber nicht über Netzentgelte refinanziert werden können."[1279] Im Erneuerbare-Energien-Gesetz gilt diesbezüglich die Faustregel, dass die Kosten für die Anschluss- und Ausbaumaßnahmen bis zu einer Grenze von 25 Prozent der Errichtungskosten für die Erzeugungsanlage wirtschaftlich zumutbar sind[1280]. Da das Erneuerbare-Energien-Gesetz oftmals als Grundlage für die Auslegung der Gasnetzzugangsverordnung dient, wird diese Grenze teilweise auch hier herangezogen[1281].

Die Bundesnetzagentur hat bezüglich der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit entschieden, dass sich ein Netzbetreiber auf diesen Verweigerungsgrund nicht berufen kann, wenn er dies dem Anschlussnehmer nicht schon nach Abschluss der Anschlussprüfung, also im Rahmen des Ergebnisses, mitgeteilt hat. Dies gilt sogar dann, wenn der Netzbetreiber von den konkreten Umständen, die zu einer Unzumutbarkeit führen, erst danach Kenntnis erlangt hat[1282]. Eine Ausnahme besteht allerdings, wenn die Ursache hierfür die Person des Anschlussnehmers

[1276] BR-Drs. 312/10, S. 93 f.
[1277] *T. C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 132; *C. Dümke,* , Besondere Rechtsfragen zum Netzanschluss von Biogas in das Erdgasnetz, EWeRK 5/2012, S. 190 (193); *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 62 f.
[1278] *T. C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 132.
[1279] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (207).
[1280] BT-Drs. 15/2864, S. 34; *I. Bleuel,* Rechts-, Versicherungs- und Finanzthemen der Biogaseinspeisung, NordÖR 2011, S. 271 (272).
[1281] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (207); *N. Graßmann,* in: F. Graf/S. Bajohr, Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 44; *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 64.
[1282] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 35; *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 33.

betrifft und nach Beendigung der Anschlussprüfung auftritt, oder wenn die Umsetzung eines qualifizierten Vorbehalts zu einer wirtschaftlichen Unzumutbarkeit führt[1283].

Dem Anschlussnehmer steht grundsätzlich auch die Möglichkeit offen, die Verweigerung des Netzanschlusses aufgrund wirtschaftlicher Unzumutbarkeit bei mangelnder Kapazität des Netzes abzuwenden. Dies lässt sich daraus schließen, dass der Netzbetreiber die durch eine Anpassung des Netzes entstehenden Kosten auf Antrag offenlegen muss, § 17 Abs. 2 Satz 3 EnWG[1284]. Ist es dem Antragsteller bspw. möglich, sich über seinen eigenen (Pflicht-) Beitrag hinaus an den anfallenden Kosten zu beteiligen, kann er im konkreten Fall den Einwand der wirtschaftlichen Unzumutbarkeit entkräften[1285].

(3) Aufstellung eines Realisierungsfahrplans

Gem. § 33 Abs. 7 Satz 4 GasNZV haben Netzbetreiber und Anschlussnehmer zusammen mit dem Netzanschlussvertrag einen Plan über Inhalt, zeitliche Abfolge und Verantwortlichkeit für die einzelnen Schritte zur Herstellung des Netzanschlusses und der gesicherten Einspeisekapazität, einschließlich der Rückspeisung in andere Netze, zu vereinbaren. Es handelt sich hierbei um eine „eigenständige schuldrechtliche Vereinbarung zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber“ über die technische Verwirklichung des Netzanschlusses[1286], den sog. Realisierungsfahrplan. Insbesondere sind in diesen auch die Folgen bei der Nichteinhaltung speziell der zeitlichen Vorgaben aufzunehmen, § 33 Abs. 7 Satz 5 GasNZV. Das Prinzip des Realisierungsfahrplans in der Gasnetzzugangsverordnung orientiert sich an den Regelungen der Kraftwerksnetzanschlussverordnung (KraftNAV)[1287]. Es soll hierdurch Transparenz bei der Realisierung des Netzanschlusses sowie eine Beschleunigung des Netzanschlussverfahrens gewährleistet und die Herstellung gesicherter Einspeisekapazitäten ermöglicht werden[1288]. Wichtig ist, dass der Realisierungsfahrplan den Zeitpunkt der Inbetriebnahme des Netzanschlusses enthält, damit das erzeugte und aufbereitete Biogas sicher eingespeist werden kann und überschüssiges Gas nicht abgefackelt werden muss[1289]. So kann der Einspeisende planen, ab wann die volle Einspeisekapazität zur Verfügung steht[1290]. Wichtige Regelung ist außerdem § 33 Abs. 7 Satz 12 GasNZV, der bestimmt, dass, sofern der im Realisierungsfahrplan angegebene Anschlusszeitpunkt überschritten wird und dies im Verantwortungsbereich

[1283] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 25.02.2011, Az. BK7-10-191, S. 36; *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 33.
[1284] *T. C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 135 ff.
[1285] *T. C. Hartmann,* in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 81. EGL, Juli 2014, § 17 EnWG Rn. 135.
[1286] *C. Dümke,* Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung, REE 2013, S. 150 (150).
[1287] *C. Dümke,* Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung, REE 2013, S. 150 (150).
[1288] BR-Drs. 312/10, S. 93; *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 77; *C. Dümke,* Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung, REE 2013, S. 150 (150).
[1289] BR-Drs. 312/10, S. 93; *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (209).
[1290] BR-Drs. 312/10, S. 93.

des Netzbetreibers liegt, der Anspruch des Netzbetreibers auf den eigentlich vom Anschlussnehmer zu tragenden Kostenanteil nach § 33 Abs. 1 GasNZV erlischt[1291]. Auf diese Weise werden dem Anschlussnehmer die durch den Netzbetreiber verursachten unvermeidbaren Betriebskosten bzw. entgangene Einnahmen in jedem Fall erstattet[1292]. Zusätzlich wird in der Literatur vertreten, dass dem Anschlussnehmer ein etwaiger Schaden, der durch den verzögerten Netzanschluss entsteht, vom Netzbetreiber ersetzt wird[1293], was jedoch nicht der Verordnungsbegründung zur Gasnetzzugangsverordnung entspricht, welche die Befreiung von den Netzanschlusskosten als ausreichende Kompensation sieht[1294] und den Anschlussnehmer nicht wirtschaftlich besser stellen möchte, als dieser mit einem fristgerechten Anschluss stehen würde[1295].

Ein Problem hinsichtlich der Erstellung des Realisierungsfahrplans ist die zeitliche Abfolge im Rahmen der Netzanschlussplanung. Hier ist unklar, ob die Planung Teil des Realisierungsfahrplans ist, oder ob andersherum der Fahrplan Teil der Planung sein soll[1296]. Gem. § 33 Abs. 7 Satz 4 GasNZV wird der Plan zwar zusammen mit dem Netzanschlussvertrag vereinbart, die konkrete Planung – zu deren Zweck der Realisierungsfahrplan erarbeitet wird – erfolgt allerdings gem. § 33 Abs. 7 Satz 1 GasNZV unverzüglich nach Abschluss des Netzanschlussvertrages. Aus der Gesetzesbegründung zur Vorschrift geht jedoch hervor, dass der Realisierungsfahrplan der beschleunigten Planung des Anschlusses dient[1297]. Eine Erstellung „zusammen mit“ dem Netzanschlussvertrag ist damit in zeitlicher Hinsicht kaum möglich.

Der Realisierungsfahrplan gibt dem Anschlussnehmer Orientierung und Sicherheit hinsichtlich der Planung des Netzanschlusses und führt dazu, dass dieser innerhalb eines vorgegebenen zeitlichen Rahmens erfolgt. Es handelt sich somit um eine den Anschlussnehmer begünstigende Vorschrift, die einen weiteren Anreiz für die Einspeisung von aufbereitetem Biomethan in das Erdgasnetz darstellt.

(4) Sicherstellung der Mindestverfügbarkeit des Netzanschlusses

Gem. § 33 Abs. 2 Satz 1 GasNZV hat der Netzbetreiber sicherzustellen, dass die Verfügbarkeit des Netzanschlusses dauerhaft, aber mindestens zu 96 Prozent sichergestellt ist, dass also der Anschlussnehmer über den Anschluss tatsächlich Gas einspeisen kann. Darüber hinaus

---

[1291] *C. Dümke,* Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung, REE 2013, S. 150 (151).
[1292] BR-Drs. 312/10, S. 93.
[1293] Dies gem. §§ 280 I u. II, 286 II Nr. 1 BGB; *C. Dümke,* Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung, REE 2013, S. 150 (151); *M. Meyer/F. Valentin,* Die Neufassung der GasNZV im Hinblick auf die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze, ZNER 2010, S. 548 (550); *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 37.
[1294] BR-Drs. 312/10, S. 93.
[1295] *C. Dümke,* Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung, REE 2013, S. 150 (152).
[1296] *H. Stappert/S. L. Johannsen,* Rechtsfragen der Biogaseinspeisung nach der GasNZV, REE 04-2012, S. 201 (209); *I. Bleuel,* Rechts-, Versicherungs- und Finanzthemen der Biogaseinspeisung, NordÖR 2011, S. 271 (273).
[1297] BR-Drs. 312/10, S. 93.

ist der Netzbetreiber für den Betrieb und die Wartung des Anschlusses verantwortlich, was bedeutet, dass er auch die hierdurch entstehenden Kosten zu tragen hat[1298]. Vor Einführung dieser Regelung traf den Netzbetreiber lediglich die Pflicht, eine vertraglich festgelegte Mindesteinspeisekapazität „zuzusichern" (§ 41c Abs. 5 Satz 4 GasNZV a.F.)[1299]. Nunmehr gilt die Sicherstellung einer dauerhaft hohen Verfügbarkeit, insbesondere um „den wirtschaftlichen Betrieb einer Biogasanlage zu gewährleisten"[1300]. Hinsichtlich des Anteils von 96 Prozent ist davon auszugehen, dass als Maßstab die von Netzbetreiber und Anschlussnehmer vertraglich vereinbarte Mindesteinspeisekapazität heranzuziehen ist, also jene, die Letzterem tatsächlich gewährt werden soll[1301].

Fraglich ist, welche Rechtsfolgen sich aus der Nichteinhaltung der Vorgabe des § 32 Abs. 2 GasNZV ergeben können. Diesbezüglich finden sich weder in der Gasnetzzugangsverordnung noch in der Kooperationsvereinbarung Vorgaben. In Zusammenhang mit § 41c Abs. 5 Satz 4 GasNZV a.F. (§ 33 Abs. 6 Satz 4 GasNZV n.F.) hat die Bundesnetzagentur – wie bereits erwähnt – entschieden, dass es sich hierbei um eine Garantie handelt, mit der eine verschuldensunabhängige Haftung des Netzbetreibers einhergeht, die auch nicht auf vertraglicher Basis ausgeschlossen werden kann[1302]. Grundsätzlich haftet der Netzbetreiber demnach für Schäden, die dem Anschlussnehmer dadurch entstehen, dass die Mindesteinspeisekapazität nicht vorgehalten werden kann[1303]. Allerdings muss hier zwischen zwei Fallkonstellationen differenziert werden: Handelt es sich um die mangelnde technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes zulasten des Anschlussnehmers, so haftet der Netzbetreiber für entstehende Ausfälle. Liegt der Grund für die fehlende Kapazität jedoch in Schäden an den Netzanschluss- oder Einspeiseanlagen begründet, wird dieser Fall nicht von der Haftung aus der Garantie gedeckt[1304]. Die entzieht sich der Sphäre des Netzbetreibers. Gegen die Annahme einer Garantie in § 33 Abs. 2 GasNZV spricht zwar, dass der Wortlaut diesbezüglich keine eindeutigen Schlüsse zulässt, was in diesem Fall – so wird vorgebracht – jedoch erforderlich wäre[1305]. Greift man allerdings auf die Verordnungsbegründung zurück, so ist bereits dort die Rede davon, dass dem Anschlussnehmer die Verfügbarkeit für den wirtschaftlichen Betrieb „garantiert" wird[1306]. Darüber hinaus ist ein wirtschaftlicher Betrieb, wie ihn § 33 Abs. 2

[1298] BR-Drs. 312/10, S. 92.
[1299] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 42.
[1300] BR-Drs. 312/10, S. 91.
[1301] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 43.
[1302] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2010, Az. BK7-09-005, S. 17; *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 43.
[1303] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2010, Az. BK7-09-005, S. 17.
[1304] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2010, Az. BK7-09-005, S. 17.
[1305] *S. Meyer/F. Valentin,* Die Neufassung der GasNZV im Hinblick auf die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze, ZNER 2010, S. 548 (549).
[1306] BR-Drs. 312/10, S. 92.

GasNZV laut Begründung gewährleisten soll, nur bei Planungssicherheit des Anlagenbetreibers, welche durch eine Garantie gewährleistet wird, möglich[1307]. Weiterhin wird vorgebracht, dass die Hersteller von Bauteilen für den Netzanschluss ihrerseits oftmals eine Garantie für die Verfügbarkeit in dem von § 33 Abs. 2 GasNZV geforderten Umfang von 96 Prozent abgeben, woraus zu schließen ist, dass eine Haftung des Netzbetreibers in dieser Hinsicht keine Unzumutbarkeit darstellt, denn dieser kann bei Nichterreichen der Mindestverfügbarkeit den Hersteller der von ihm verwendeten Bauteile in Regress nehmen[1308].

Bezüglich des Umfangs der Haftung wird argumentiert, dass die Befürchtung vor bzw. die tatsächlichen Ausfälle von für die Einspeisung erforderlichen technischen Anlagen, deren Bau und Betrieb im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegt, zu einer Integration des § 33 Abs. 2 GasNZV in den Gesetzestext geführt hat, was demnach ebenfalls die Gesetzesbegründung nahelegt[1309]. Diese nämlich berücksichtigt bei der Sicherstellung der Mindestkapazität die Ausfallzeiten zur Behebung technischer Schäden und Mängel entsprechend dem Stand der Technik[1310]. Ein solcher Hinweis lässt vermuten, dass sich eine Haftung grundsätzlich nur auf jene zur mangelnden Kapazität führenden Umstände bezieht, die im Verantwortungsbereich des Netzbetreibers liegen[1311]. Ist eine solche auf Gründe zurückzuführen, die außerhalb dieses Bereichs liegen, also bspw. durch den Anschlussnehmer selbst oder Dritte herbeigeführt wurden, so ist der hierdurch entstehende Schaden nicht von der Haftung des Netzbetreibers umfasst[1312].

(5) Kostenverteilung des Netzanschlusses

Gem. § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV hat der Netzbetreiber die Kosten eines Netzanschlusses zu 75 Prozent zu tragen[1313]. Die verbleibenden 25 Prozent der Investitionskosten sind vom Anschlussnehmer zu zahlen, bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung mit einer Länge von bis zu einem Kilometer jedoch höchstens 250.000 Euro, § 33 Abs. 1 Satz 4

[1307] *S. Meyer/F. Valentin,* Die Neufassung der GasNZV im Hinblick auf die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze, ZNER 2010, S. 548 (549).
[1308] *S. Meyer/F. Valentin,* Die Neufassung der GasNZV im Hinblick auf die Einspeisung von Biogas in Erdgasnetze, ZNER 2010, S. 548 (549).
[1309] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 43.
[1310] BR-Drs. 312/10, S. 91 f.
[1311] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 43.
[1312] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 43.
[1313] Lt. Biogas-Monitoring Bericht 2014 betrugen die Investitionskosten für die Biogaserzeugung im Mittel 9.997.619 EUR, für die Biogasaufbereitung betrug der Mittelwert 2.681.807 EUR und die Netzanschlusskosten beliefen sich im Mittel auf 423.285 EUR, Bericht der BNetzA über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz S. 23, abrufbar unter http://www.csrgermany.de/www/csr_cms_relaunch.nsf/res/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf/$file/Biogas_Monitoringbericht_2014.pdf (17.10.2014).

GasNZV. Hingegen hat der Anschlussnehmer, sofern eine Verbindungsleitung eine Länge von 10 km überschreitet, die Mehrkosten zu tragen, § 33 Abs. 1 Satz 4 GasNZV. Verbindungsleitungen mit einer solchen Länge sind jedoch kaum zu finden.[1314] Zu einem Netzanschluss gehören gem. § 32 Nr. 2 GasNZV die Verbindungsleitung sowie die Verknüpfung mit dem Anschlusspunkt des bestehenden Gasversorgungsnetzes, die Gasdruck-Regel-Messanlage, die Einrichtungen zur Druckerhöhung und die eichfähige Messung des einzuspeisenden Biogases. Eine solche Aufteilung der Investitionskosten soll dazu anreizen, wie dies auch schon bei der Vorgängerregelung des § 41c Abs. 1 GasNZV intendiert war, den für die Einspeiseanlage optimalen Standort zu wählen[1315]. Diese Regelung hat jedoch laut Monitoringbericht der Bundesnetzagentur zur Biogaseinspeisung bei keiner der betrachteten Anlagen Anwendung gefunden[1316]. Mit Einführung der novellierten Gasnetzzugangsverordnung 2010 sind die vom Anschlussnehmer zu tragenden Kosten für den Netzanschluss damit gesunken. Der Gesetzgeber hat mit dieser Kostenaufteilung klargestellt, dass „die Hauptverantwortung für die Anschlussplanung beim Netzbetreiber liegt, gleichzeitig aber auch das Interesse des Biogaseinspeisers an einer effizienten Umsetzung des Netzanschlusses sichergestellt wird“[1317]. Hingegen tragen reguläre Anschlussnehmer bspw. im Niederdrucknetz die Kosten für den Netzanschluss allein, § 9 Abs. 1 Satz 1 NDAV[1318].

Im Hinblick auf die Kostenverteilung des Netzanschlusses wird die Frage diskutiert, was genau unter den „Kosten für den Netzanschluss“ zu verstehen ist, die tatsächlich entstehenden oder aber „fiktiven Kosten im Sinne einer ‚Als-Ob-Betrachtung‘“[1319]. Für die letztere Variante wird angeführt, dass Sinn und Zweck der Vorrangregelungen für Biogas und damit auch der Kostenverteilung die Steigerung der Einspeisemenge von Biogas ist[1320]. Eine systematische Auslegung führe daher zu dem Ergebnis, dass der Kostenberechnung eine gesamtwirtschaftliche Betrachtung zugrunde gelegt werde. Diese könne sich im Zweifel auch aus einer fiktiven Prüfung dergleichen ergeben[1321]. Hiergegen spreche auch nicht die Definition des Netzanschlusses in § 32 Nr. 2 GasNZV (§ 41b Nr. 2 GasNZV a.F.), der lediglich festlege, „welche Leitungen und sonstigen Anlagen zum Netzanschluss zu zählen sind“[1322].

[1314] Unter den Einspeiseanlagen nach dem Biogas-Monitoringbericht 2014 der BNetzA befand sich keine Anlage, deren Verbindungsleitung länger als 10km ist, 2014, S. 23 f.

[1315] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 51; *G. Volk,* Einspeiseregelung für Biogas in Erdgasnetze, et 2008, Heft 3, S. 16 (18).

[1316] *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2013, S. 19.

[1317] BR-Drs. 312/10, S. 91; *C. Dümke,* Der Realisierungsfahrplan zur Biogaseinspeisung, REE 2013, S. 150 (151).

[1318] Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Gasversorgung im Niederdruck (Niederdruckanschlussverordnung – NDAV) vom 01.11.2006 (BGBl. I S. 2477, 2485), die zuletzt durch Art. 7 der Verordnung vom 11.12.2014 (BGBl. I S. 2010) geändert worden ist.

[1319] *C. Thole,* Biogasanlagen – Die Qual der Wahl des wirtschaftlichsten Netzanschlusses, IR 2010, S. 50 (52).

[1320] *C. Thole,* Biogasanlagen – Die Qual der Wahl des wirtschaftlichsten Netzanschlusses, IR 2010, S. 50 (52).

[1321] *C. Thole,* Biogasanlagen – Die Qual der Wahl des wirtschaftlichsten Netzanschlusses, IR 2010, S. 50 (52 f.).

[1322] *C. Thole,* Biogasanlagen – Die Qual der Wahl des wirtschaftlichsten Netzanschlusses, IR 2010, S. 50 (52).

Das Prinzip der Kostendeckelung für Leitungen mit einer Länge bis zu einem Kilometer, § 33 Abs. 1 Satz 3 GasNZV, sorgt ebenfalls für Uneinigkeit bei der Auslegung. Die Gesetzesbegründung führt hierzu explizit aus, dass bei einer Leitungslänge zwischen einem und zehn Kilometern die Kostenbegrenzung auf dem ersten Kilometer nicht gilt[1323]. Anders wird das in der Literatur gesehen[1324], dies allerdings ohne weitergehende Begründung. Der Wortlaut der Norm lässt insoweit beide Auslegungsvarianten zu, ist diesbezüglich also nicht eindeutig. Berücksichtigt man den Sinn und Zweck der Vorschrift, so ließe sich durchaus vertreten, dass der Kostendeckel stets für den ersten Kilometer der Verbindungsleitung gilt, um so die Kosten für den Anschlussnehmer gering zu halten und auf diese Weise die Einspeisung von Biogas zu fördern.

Letzteres bezweckt auch § 33 Abs. 1 Satz 6 GasNZV, der besagt, dass, soweit innerhalb von zehn Jahren nach dem Netzanschluss weitere Anschlüsse hinzukommen, die Kosten vom Netzbetreiber so aufzuteilen sind, wie sie bei gleichzeitigem Netzanschluss verursacht worden wären. Dem Anschlussnehmer ist ein zu viel gezahlter Betrag zu erstatten.

Gem. §§ 33 Abs. 1 Satz 5, Abs. 2 Satz 1 und 2 GasNZV steht der Netzanschluss im Eigentum des Netzbetreibers; er ist – wie bereits erläutert – sowohl für die Wartung als auch den Betrieb verantwortlich und hat hierfür ebenfalls die Kosten zu tragen[1325]. Werden innerhalb von zehn Jahren nach dem Netzanschluss weitere Anschlüsse notwendig, so sind die Kosten zu kalkulieren und aufzuteilen, wie dies bei einem gleichzeitigen Netzanschluss der Fall gewesen wäre, § 33 Abs. 1 Satz 6 GasNZV[1326].

(6) Erweiterter Bilanzausgleich bei der Biogaseinspeisung, § 35 GasNZV

Für in das Erdgasnetz eingespeistes Biogas verlangt die Gasnetzzugangsverordnung eine Bilanzierung desselben, welche, anders als dies bei der Massenbilanzierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes der Fall ist[1327], zur Stabilisierung des Gasnetzes als Gesamtsystem beiträgt[1328]. Als Grundlage für die bilanzielle Erfassung der ein- und ausgespeisten Gasmengen dient die Bildung von Bilanzkreisen, § 22 Abs. 1 Satz 1 GasNZV. Hierbei handelt es sich gem. § 2 Nr. 4 GasNZV um die Zusammenfassung von Einspeise- und Ausspeisepunkten, die mit

[1323] BR-Drs. 312/10, S. 91.
[1324] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 50; *F. Valentin/H. von Bredow,* Power-to-Gas: Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus Erneuerbaren Energien, et 2011, Heft 12, S. 99 (101).
[1325] Siehe ebenfalls § 8 II Anlage 6 KoV VII; *G. Volk,* Einspeiseregelung für Biogas in Erdgasnetze, et 2008, Heft 3, S. 16 (18).
[1326] *G. Volk,* Einspeiseregelung für Biogas in Erdgasnetze, et 2008, Heft 3, S. 16 (18); diese Formulierung entsprich § 9 III NDAV, mit welchem die nachträgliche Anbindung von Niederdruck-Anschlüssen geregelt wird.
[1327] Das Massenbilanzsystem nach EEG hat die Funktion, den Nachweis der Herkunft des eingespeisten Biogases zu ermöglichen; BT-Drs. 17/6071, S. 74.
[1328] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 3.

dem Zweck erfolgt, Einspeise- und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen. Hierfür wiederum ist zwischen dem Bilanzkreisverantwortlichen (§ 2 Nr. 5 GasNZV; oftmals als Transportkunde) und dem Marktgebietsverantwortlichen (§ 2 Nr. 11 GasNZV) ein Bilanzkreisvertrag abzuschließen, § 3 Abs. 2 GasNZV, welcher die Einrichtung eines Bilanzkreises sowie die Erfassung, den Ausgleich und die Abrechnung von Abweichungen zwischen allokierten[1329] Gasmengen regelt[1330].

Die Bilanzierung für die einzelnen Marktgebiete richtet sich grundsätzlich nach den §§ 22 ff. GasNZV. Neben der Führung eines klassischen Bilanzkreises gibt es ebenfalls die Möglichkeit, mehrere Bilanzkreise als Unterbilanzkreise in einem einzigen Bilanzkreis zusammenzuführen bzw. können unterschiedliche Bilanzkreisverantwortliche ihre Bilanzkreise zum Zweck der Saldierung und einer einheitlichen Abrechnung verbinden, § 22 Abs. 2 Sätze 2, 3 GasNZV. Die Vorschriften zur Gasbilanzierung werden von der Bundesnetzagentur durch die Festlegungen zum Grundmodell für Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im Gassektor (GABi Gas)[1331] sowie durch die Kooperationsvereinbarung VI konkretisiert[1332].

(a) Klassische Bilanzierung nach der GasNZV

Gem. § 23 Abs. 1 GasNZV gilt für die Abrechnung der Bilanzkreise der Grundsatz der Tagesbilanzierung[1333]. Die Bilanzierungsperiode ist der sog. Gastag, der um 06.00 Uhr beginnt und um 06.00 Uhr des Folgetages endet, § 23 Abs. 1 Satz 2 GasNZV. Das heißt, dass innerhalb dieser Periode die Summe des in den Bilanzkreis eingespeisten Gases derjenigen der Ausspeisungen vom Bilanzkreisverantwortlichen gegenübergestellt und Abweichungen ausgeglichen werden. Letzteres geschieht innerhalb des in der Bundesrepublik geltenden Ausgleichsenergiesystems zuvorderst durch den Bilanzkreisverantwortlichen selbst, der im Rahmen seiner Möglichkeiten Ausgleichsenergie[1334] zur Verfügung zu stellen hat. Erst für den Fall, dass dies nicht gewährleistet werden kann, hat der Marktgebietsverantwortliche für entsprechende Ausgleichsenergie zu sorgen[1335]. Die Berechnung erfolgt dergestalt, dass – mit einer maximalen Verzögerung von zwei Monaten (§ 23 Abs. 2 Satz 5 GasNZV) – der Saldo zugrunde gelegt wird, der sich aus den in der Bilanzierungsperiode in den jeweiligen Bilanz-

[1329] Die Übertragung von Gasmengen aus oder in einen Bilanzkreis wird Nominierung genannt, während man bei der tatsächlich physischen Ein- und Ausspeisung von Allokation spricht.
[1330] *N. Hübschen,* Gaslieferungen am Virtuellen Handelspunkt, RdE 2/2011, S. 46 (47).
[1331] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 28.05.2008, Az. BK7-08-002.
[1332] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (121).
[1333] *C. Niehörster/A. Michels/D. Nailis,* Regel- und Ausgleichsenergie im deutschen Gasmarkt, et 2008, Heft 7, S. 45 (45).
[1334] Gem. § 2 Nr. 2 GasNZV ist dies die Energiemenge, die zum Ausgleich des Saldos aller Ein- und Ausspeisungen in einem Bilanzkreis am Ende der Bilanzierungsperiode rechnerisch benötigt wird; *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (121).
[1335] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 21; *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 28.05.2008, Az. BK7-08-002, S. 35; *C. Niehörster/A. Michels/D. Nailis,* Regel- und Ausgleichsenergie im deutschen Gasmarkt, et 2008, Heft 7, S. 45 (46).

kreis allokierten Ein- und Ausspeisemengen in Energieeinheiten ergibt, § 23 Abs. 2 Satz 1 GasNZV. Übersteigt die Menge an ausgespeistem Gas jene der in den Bilanzkreis eingespeisten Menge, so ist dieser Fehlbetrag durch sog. positive Ausgleichsenergie zu korrigieren. Geschieht dies durch den Marktgebietsverantwortlichen, so sind die Kapazitäten vom Bilanzkreisverantwortlichen zu vergüten. Andersherum wird, sofern mehr Gas ein- als ausgespeist wurde, diese negative Ausgleichsenergie dem Bilanzkreisverantwortlichen finanziell erstattet, § 23 Abs. 2 Satz 3 GasNZV[1336]. Am Ende wird dann der Bilanzkreis „auf null gestellt", das heißt, überschüssige Gasmengen können grundsätzlich nicht in die folgende Bilanzierungsperiode übernommen werden[1337]. Die Kosten für die Ausgleichsenergie können sich unterschiedlich darstellen, je nachdem, wie hoch Kauf- und Verkaufspreis des Gases sind, die jeweils als Referenzpreise angesetzt werden[1338].

Es gibt darüber hinaus die Möglichkeit, Gasmengen an einem sog. virtuellen Handelspunkt (VHP), der in jedem Marktgebiet einzurichten ist (§ 20 Abs. 1 Satz 3 Nr. 1 GasNZV), auszutauschen. Dies geschieht hier nicht – wie bei der Bilanzierung – zwischen Transportkunden (als Bilanzkreisverantwortliche) und dem Netzbetreiber, sondern zwischen Transportkunden und ihren Bilanzkreisen untereinander[1339]. Ein virtueller Handelspunkt ist ein „virtuelle[r] Punkt, der keinem physischen Ein- oder Ausspeisepunkt zugeordnet ist und an dem Gas nach der Einspeisung und vor der Ausspeisung innerhalb eines Marktgebietes gehandelt werden kann"[1340]. Auch Transaktionen am virtuellen Handelspunkt sind Gegenstand des Bilanzkreisvertrages, der gem. § 1 Anlage 4 der KoV V die Übertragung von Gasmengen zwischen Bilanzkreisen über den virtuellen Handelspunkt regelt.

Ebenfalls zu beachten ist die Mehr- oder Mindermengenabrechnung[1341] gem. § 25 GasNZV, trotz der Tatsache, dass diese außerhalb der Abrechnung des Bilanzkreises vorgenommen wird[1342]. Entstehen anhand des Brennwerts ermittelte Abweichungen bei der Allokation von Gasmengen in ein Gasnetz und der Ausspeisung beim Letztverbraucher, wird also entweder zu viel oder zu wenig Gas in das Netz eingespeist, so sind die jeweiligen Überschüsse bzw. Fehlbeträge, je nachdem entweder durch den Netzbetreiber oder den Transportkunden fi-

[1336] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 23.
[1337] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (121).
[1338] Siehe zur genauen Berechnung u.a. *E. Ahnis/A. Kriener,* EnWZ Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (121).
[1339] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (121); §§ 18, 19 Anlage 4 der KoV VII.
[1340] *N. Hübschen,* Gaslieferungen am Virtuellen Handelspunkt, RdE 2011, S. 46 (46 f.); § 2 Nr. 15 GasNZV.
[1341] Diese findet insbesondere bei sog. Standardlastprofilen statt, bei denen die allokierte Ausspeisemenge im Vorhinein v. Ausspeisenetzbetreiber festgelegt wird, sofern sich eine individuelle Festlegung aufgrund relativ geringer Gasmengen nicht lohnt; *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 27.
[1342] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (121).

nanziell auszugleichen. Die Höhe der Summen ist angelehnt an die Berechnungsmethode des Bilanzkreisausgleichs[1343].

(b) Sonderregeln für die Biogasbilanzierung

Auch die besondere Biogas-Bilanzierung dient dem Zweck, die jeweils ein- und ausgespeisten Gasmengen genau zu erfassen[1344]. U.a. wird so die Zuordnung von Biogasmengen zu einem Blockheizkraftwerk – insbesondere bei der Inanspruchnahme von Vergütungen – vereinfacht und kostengünstig ausgestaltet[1345]. Für die Ein- und Ausspeisung von Biogas existiert in Zusammenhang mit der Bilanzierung die Sonderregelung des § 35 GasNZV, der einen erweiterten Bilanzausgleich in besonderen Bilanzkreisen vorsieht. Im Prinzip unterscheidet sich der Bilanzausgleich bei der Biogaseinspeisung vom System gem. § 22 f. GasNZV durch vier wichtige Punkte[1346]: die längere Bilanzierungsperiode von 12 Monaten (§ 35 Abs. 3 Satz 1 GasNZV), den in diesem Zusammenhang gewährten Flexibilitätsrahmen von 25 Prozent (§ 35 Abs. 3 Sätze 1, 2 GasNZV), die pauschalen Kosten für die Flexibilitätsdienstleistung in Höhe von 0,1 Cent pro Kilowattstunde (§ 35 Abs. 8 GasNZV) und die Mitnahme positiver Endsalden in die folgende Bilanzierungsperiode (§ 35 Abs. 6 GasNZV). Besondere Regelungen zur Biogas-Bilanzierung finden sich auch in Anlage 4 der KoV V sowie dem konkretisierenden Leitfaden Bilanzierung Biogas[1347], § 3 Nr. 1 lit. d KoV V.

Besondere Biogas-**Bilanzkreisverträge** mit einem erweiterten Bilanzausgleich werden vom Marktgebietsverantwortlichen für solche Bilanzkreise angeboten, in die der Bilanzkreisverantwortliche ausschließlich Biogas einspeist, § 35 Abs. 2 Satz 1 GasNZV[1348]. Charakteristisch ist, dass ein Austausch von Gasmengen für eine ausgeglichene Bilanzierung gem. § 22 GasNZV dann zwischen diesen Biogas-Bilanzkreisen erfolgt, § 35 Abs. 2 Satz 2 GasNZV. Ebenso ist eine Einspeisung von Biogasmengen in einen Erdgasbilanzkreis möglich, allerdings keine Übertragung von Erdgas in einen Biogas-Bilanzkreis, § 35 Abs. 2 Satz 3 GasNZV[1349]. Eine solche Regelung dient dazu, das eingespeiste Biogas zu verfolgen, was mit jeder Übertragung in

---

[1343] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (122); *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 28.

[1344] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (122).

[1345] *H. von Bredow,* Wärme-Contracting mit Biogas: Rechtsrahmen eines Zukunftsmodells, CuR 2008, S. 45 (48).

[1346] Siehe *T. Schleicher,* Bilanzierung von Biogaslieferungen, NuR 2008, S. 838 (839) zur Vorgängerregelung des § 41e GasNZV a.F.

[1347] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, abrufbar unter http://www.bdew.de/internet.nsf/id/C8D4102AA5347BE0C12578300046BCE6/$file/13-06-21_KoV%20VI-%20LF%20Kostenw%C3%A4lzung%20Biogas_final.pdf (29.10.2013).

[1348] Es besteht allerdings keine Verpflichtung, bei Einspeisung von Biogas dieses in einen gesonderten Biogas-Bilanzkreis einzubringen; BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 7.

[1349] *R.-D. Benfer/A. Gabler/H. Kohake/F.-A. Wesche,* Biogastransport und –verstromung: Probleme und Lösungsvorschläge für die Praxis, et 2011, S. 121 (122); BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 7.

einen nächsten Bilanzkreis schwieriger wird[1350]. Konsequenz ist, dass im Rahmen eines Biogas-Bilanzkreises im Gegensatz zu einem herkömmlichen Erdgas-Bilanzkreis bestimmte Optionen nicht wahrgenommen werden können. Bspw. sind als Einspeisepunkte nur solche von Biogasanlagen zulässig, eine Verrechnung von Gasmengen ist nur mit anderen Biogas-Bilanzkreisen möglich, was ebenfalls für den Austausch von Gasmengen an einem virtuellen Handelspunkt gilt[1351].

Die **verlängerte Bilanzierungsperiode** von 12 Monaten der Biogasbilanzkreise vereinfacht dem Biogaseinspeiser die gleichmäßige Einspeisung von Biogas, welches vorwiegend zur Erzeugung von Wärme bzw. Energie in Kraft-Wärme-Kopplung verwendet werden soll. Dies hat grundsätzlich eine schwankende Abnahme von Gas je nach Tages- bzw. Jahreszeit zur Folge, was wiederum in diesen Perioden zu signifikanten Über- oder Unterspeisungen des Gasnetzes führt, die dann ausgeglichen und vergütet werden müssten[1352]. Eine verlängerte Bilanzierungsperiode ermöglicht es dem Biogaseinspeiser hingegen, das Biogas gleichmäßig einzuspeisen, ohne dass den Einspeisemengen gleichzeitig schon eine entsprechende Ausspeisung gegenübergestellt werden muss[1353]. Der Bilanzierungszeitraum beträgt laut Gesetzestext ausdrücklich 12 Monate, was nicht zwingend mit einem Kalenderjahr gleichzusetzen ist[1354]. Letzteres dürfte jedoch der Regelfall sein, weshalb § 35 Abs. 3 Satz 3 GasNZV vorsieht, dass Marktgebietsverantwortlicher und Bilanzkreisverantwortlicher eine von den 12 Monaten abweichende, kürzere erste Bilanzierungsperiode vereinbaren können. Dieser Zeitraum stellt dann den sog. Rumpfbilanzierungszeitraum dar, § 35 Abs. 3 Satz 3 GasNZV.

Gem. § 35 Abs. 3 Satz 1 GasNZV bietet der besondere Biogas-Bilanzkreisvertrag einen **Flexibilitätsrahmen** von 25 Prozent. Dieser bezieht sich auf die kumulierte Abweichung der eingespeisten von der ausgespeisten Gasmenge innerhalb des Bilanzierungszeitraums, § 35 Abs. 3 Satz 2 GasNZV. Dies bedeutet, dass am Ende dieses Zeitraums die jeweiligen Ein- und Ausspeisemengen ermittelt und gegenübergestellt werden, wobei – was Inhalt des § 35 Abs. 3 Satz 1 GasNZV ist – eine mittlere Abweichung von insgesamt 25 Prozent zulässig ist[1355]. Ergeben sich bei dieser Berechnung Zeiträume, während derer die Abweichungen die zulässigen 25 Prozent über- bzw. unterschreiten, ist dies vom Marktgebietsverantwortlichen in einem transparenten, diskriminierungsfreien und an den tatsächlichen effizienten Kosten für die Lieferung von Ausgleichsenergie orientierten Verfahren auszugleichen, § 35 Abs. 7

[1350] BR-Drs. 312/10, S. 95; *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 31.
[1351] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 7.
[1352] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (122).
[1353] *T. Schleicher,* Bilanzierung von Biogaslieferungen, NuR 2008, S. 838 (840).
[1354] *T. Schleicher,* Bilanzierung von Biogaslieferungen, NuR 2008, S. 838 (840); *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (122).
[1355] BR-Drs. 312/10, S. 95; näher hierzu siehe BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 8.

GasNZV[1356]. Bei der weiteren Berechnung werden diese Abweichungen dann nicht mehr einbezogen[1357]. Daneben sind auch die im Flexibilitätsrahmen von 25 Prozent liegenden abweichenden Ein- und Ausspeisemengen zwischen dem Bilanzkreis- und dem Marktgebietsverantwortlichen vollständig abzurechnen, wobei gem. § 35 Abs. 6 GasNZV dem Bilanzkreisverantwortlichen die Möglichkeit eingeräumt wird, ein positives Endsaldo unter Berücksichtigung des Flexibilitätsrahmens in die folgende Bilanzierungsperiode zu übertragen[1358]. Eine tagesgenaue Betrachtung der Abweichungen ist in diesem Fall jedoch nicht notwendig. Der Ausgleich durch den Marktgebietsverantwortlichen erfolgt in beiden Fällen mit Erdgas[1359].

Sowohl für den Ausgleich der Differenzen bei unterjährigen Überschreitungen des Flexibilitätsrahmens als auch der gesamten Abweichungen am Ende des Bilanzierungszeitraums fallen beim Bilanzkreisverantwortlichen Kosten an. Deren Höhe orientiert sich an den während des Bilanzierungszeitraums geltenden Vorgaben der Bundesnetzagentur bezüglich der Ausgleichsenergiepreise[1360]. Bei Überschreitungen des Flexibilitätsrahmens im Verlauf der Bilanzierungsperiode ist dies in der Regel der am Tag der Abweichung bestehende Preis für Ausgleichsenergie. Für Differenzen, die am Ende des Bilanzierungszeitraums ausgeglichen werden müssen, ergeben sich die Kosten aus dem zu ermittelnden durchschnittlichen Preis für Ausgleichsenergie dieses Bilanzierungszeitraums[1361]. Hinzu kommen die Kosten für die tatsächliche Inanspruchnahme des Flexibilitätsrahmens durch den Bilanzkreisverantwortlichen in Höhe von 0,001 Euro pro Kilowattstunde, die an den Marktgebietsverantwortlichen zu entrichten sind, § 35 Abs. 8 GasNZV[1362]. Dieser Betrag ist erheblich niedriger als die tatsächlichen Kosten, die bei einem erweiterten Bilanzausgleich gem. § 35 GasNZV anfallen[1363]. Hierdurch soll ein weiterer Anreiz für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz sowie für die Optimierung des Abnahmeportfolios gesetzt werden[1364], da von möglichst genauen Prognosen finanziell profitiert wird.

Ein Problem im Zusammenhang mit der Abrechnung und dem Ausgleich von Biogas-Bilanzkreisen entsteht dann, wenn eine Unterspeisung des Bilanzkreises durch den Marktgebietsverantwortlichen, sowohl innerhalb als auch außerhalb des Flexibilitätsrahmens, mit

[1356] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 11.
[1357] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 11.
[1358] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 11; *R.-D. Benfer/A. Gabler/H. Kohake/F.-A. Wesche,* Biogastransport und -verstromung: Probleme und Lösungsvorschläge für die Praxis, et 2011, S. 121 (123).
[1359] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 11.
[1360] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 12.
[1361] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 12.
[1362] Eine genaue diesbezügliche Regelung findet sich auch in § 6 Anlage 4 KoV VII.
[1363] Diese liegen in der Regel zwischen 0,003 und 0,0075 €/kWh; BR-Drs. 312/10, S. 96.
[1364] BR-Drs. 312/10, S. 96.

Ausgleichsenergie kompensiert werden muss[1365]. In einem solchen Fall handelt es sich bei dem zugefügten Gas um Erdgas ohne biogene Qualität, denn zum einen fordert die Gasnetzzugangsverordnung hierfür keinen Ausgleich mit Biogas, zum anderen stellt der Marktgebietsverantwortliche generell kein Biogas zur Verfügung[1366]. Dies hat zur Folge, dass Gas zwar als Biogas beim Abnehmer ausgespeist wurde, hierfür jedoch durch Einspeisung von herkömmlichem Erdgas kein Äquivalent mit den entsprechenden biogenen Eigenschaften zur Verfügung gestellt werden konnte[1367]. Wird das Gas gleichzeitig in einem Massenbilanzsystem iSd. Erneuerbare-Energien-Gesetzes erfasst, so handelt es sich möglicherweise um eine Verletzung des Ausschließlichkeitsprinzips, da eine nachträgliche Herstellung der Biogaseigenschaften ausgeschlossen ist[1368].

Bezüglich der durch den Marktgebietsverantwortlichen bereitgestellten Ausgleichsenergie wird jedoch angenommen, dass diese unabhängig vom Massenbilanzsystem des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu betrachten ist. Die Abrechnung von Biogas-Bilanzkreisen ist somit kein geeigneter Nachweis für § 47 Abs. 6 EEG 2014 (§ 27c EEG 2012[1369]), was bedeutet, dass die Versorgung mit Erdgas als Ausgleichsenergie nicht zwangsläufig den Verlust der Vergütung nach den Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes nach sich zieht. Eine solche Entkopplung der Biogas-Bilanzierung mit der tatsächlich ausgespeisten Gasmenge empfiehlt sich auch im Hinblick auf die Mehr- und Mindermengenabrechnung[1370].

Unklarheiten können sich darüber hinaus bei der Nutzung des Flexibilitätsrahmens durch Transportkunden, welche Biogas über mehrere Marktgebiete liefern, ergeben. Dies könnte zur Folge haben, dass der Flexibilitätsrahmen von 25 Prozent innerhalb eines Bilanzkreises in Anspruch genommen und bei Durchleitung durch den nächsten Bilanzkreis ein solcher erneut angerechnet wird, und zwar auf die Jahresmenge inklusive bereits genutzter Flexibilität[1371]. Dies würde im Ergebnis bedeuten, dass nach Ausspeisung des Gases eine Abwei-

[1365] Gleiches gilt auch bei der von der Bilanzkreisabrechnung getrennt zu betrachtenden Mehr- und Mindermengenabrechnung, wenn der Bilanzkreis zwar ausgeglichen ist, beim Abnehmer jedoch mehr Biogas ausgespeist wurde, als hiervon im Bilanzkreis allokiert wurde. So ist unter Umständen keine Ausgleichsenergie notwendig, jedoch hat der Bilanzkreisverantwortliche Biogas ausgespeist, obwohl dementsprechend keines eingespeist wurde, obwohl dies nach Maßgabe des § 27c I Nr. 1 EEG notwendig ist.

[1366] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 34; BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 11.

[1367] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 34.

[1368] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 3.; *R.-D. Benfer/A. Gabler/H. Kohake/F.-A. Wesche,* Biogastransport und -verstromung: Probleme und Lösungsvorschläge für die Praxis, et 2011, S. 121 (123); *N. Graßmann/N. Maqua,* Modelle der Gasäquivalentnutzung – Handel mit Biogas-Zertifikaten oder Transport von Biogas im Erdgasnetz?, et 11/2007, S. 100 (102).

[1369] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 12.

[1370] *BMU*, Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012, 29.06.2012, S. 7.

[1371] Siehe hierzu auch BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9 ff.

chung von 50 Prozent immer noch im Rahmen der Flexibilität bilanziert werden könnte[1372]. Der Flexibilitätsrahmen gilt daher nur für die physische Einspeisung von Biogas in einen Biogas-Bilanzkreis[1373], d.h. dass „für jede in das Gasnetz physisch eingespeiste Mengeneinheit nur einmal Flexibilität zur Verfügung steht“[1374]. Eine Übertragung des Flexibilitätsrahmens ist jedoch notwendig, wenn jener Biogas-Bilanzkreis, in welchen zwar kein Biogas aus der Aufbereitung eingespeist, dieses aber durchgeleitet, ausgespeist und bspw. zur Wärmeerzeugung genutzt wird, einen solchen ebenso benötigt[1375]. Zwar entspricht dies Vorgehen nicht dem Gesetzeswortlaut des § 35 Abs. 3 GasNZV, der die Flexibilität nur für den Biogas-Bilanzkreis vorsieht, in welchem Biogas eingebracht wird, es wird jedoch allgemein anerkannt[1376]. Aus diesem Grund ist die Übertragung von Flexibilitäten sowohl marktgebietsintern als auch -übergreifend nunmehr präzise geregelt[1377].

Die Möglichkeit der Übertragung von Flexibilitäten besteht zunächst für Bilanzkreisverantwortliche, die mehrere Biogas-Bilanzkreise sowohl in einem als auch in mehreren Marktgebieten betreiben. Ebenfalls können Flexibilitäten zwischen Biogas-Bilanzkreisen verschiedener Bilanzkreisverantwortlicher übertragen werden[1378]. Dies geschieht in der Regel auf vertraglicher Grundlage zwischen den Transportkunden, bspw. durch Vereinbarung im Liefervertrag[1379]. Voraussetzung hierfür ist allerdings, dass die Bilanzierungsperiode der einzelnen Bilanzkreise zum gleichen Zeitpunkt endet[1380]. Danach informiert der Marktgebietsverantwortliche den Bilanzkreisverantwortlichen über die zur Verfügung stehende Flexibilität[1381]. Die einzelnen Bilanzkreisverantwortlichen melden daraufhin ihrerseits die aufgenommenen bzw. abgegebenen Flexibilitäten, die vom Marktgebietsverantwortlichen bestätigt und auf einem sog. Flexibilitätskonto gebucht werden[1382]. Im Ergebnis bedeutet dies, dass eine eventuell bereits vorhandene Flexibilität durch eine hinzukommende übertragene Flexibilität erhöht wird, welche dann als Basis für eine weitere Übertragung dienen kann[1383]. Die Mitteilung hinsichtlich der Übertragung von Flexibilitäten haben die (sowohl abgebenden als auch aufnehmenden) Bilanzkreisverantwortlichen dem Marktgebietsverantwortlichen innerhalb

[1372] *T. Schleicher,* Bilanzierung von Biogaslieferungen, NuR 2008, S. 838 (839).
[1373] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9.
[1374] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 48.
[1375] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9; *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 47.
[1376] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9; *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (123 f.).
[1377] Siehe BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9; § 6 der Anlage 4 KoV VII.
[1378] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9.
[1379] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (123).
[1380] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9.
[1381] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9.
[1382] *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (123); *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 49.
[1383] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 9.

von 20 Tagen nach Erhalt der Informationen über die verfügbaren Flexibilitäten zukommen zu lassen[1384]. Die Übertragung von Flexibilitäten ist – anders als nach früherer Auffassung[1385] – nicht mehr an die tatsächliche Mengenübertragung von Gas von einem Biogas-Bilanzkreis in einen anderen gekoppelt[1386]

(7) Entgelte für vermiedene Netzkosten und Kostenwälzung

Gem. § 20a GasNEV haben Transportkunden von Biogas gegenüber dem Einspeisenetzbetreiber einen Anspruch von 0,007 Euro pro Kilowattstunde für vermiedene Netzkosten für zehn Jahre ab Inbetriebnahme des jeweiligen Netzanschlusses für die Einspeisung des Biogases. Es kommt also nicht darauf an, welche Kosten der Netzbetreiber tatsächlich mangels Nutzung vorgelagerter Netze gespart hat; der pauschale Betrag steht dem Biogaseinspeiser unabhängig davon zu[1387]. Die Berechnung der genauen Kosten erfolgt auf Grundlage der Einspeiseleistung je Kilowattstunde aufbereiteten Rohgases[1388].

Aufgrund der Tatsache, dass die Biogaspotentiale geographisch erheblich variieren und hierdurch entstehende punktuelle finanzielle Belastungen der Einspeisenetzbetreiber vermieden werden sollen, wurde mit § 20b GasNEV ein Wälzungsmechanismus entwickelt, mit dem die Kosten der Biogaseinspeisung gleichmäßig verteilt werden[1389]. Eine genaue Erläuterung der Berechnung findet sich in § 7 KoV VII sowie in dem Leitfaden Kostenwälzung Biogas, dessen Einhaltung die Erfüllung der Vorgaben der KoV VII impliziert, § 3 Nr. 1 lit. e KoV VII.

§ 20b GasNEV stellt klar, dass die durch den Anschluss von Anlagen und den Transport von Biogas entstehenden Kosten auf alle Netze innerhalb eines Marktgebietes, in dem sich das betroffene Netz befindet, umgelegt werden. Darüber hinaus werden die unter „Biogas-Kosten“ zu verstehenden Positionen genau aufgezählt. Hierzu gehören u.a. die anteiligen Kosten für den Netzanschluss gem. § 33 Abs. 1 GasNZV sowie für die Wartung und den Betrieb nach § 33 Abs. 2 GasNZV, die Kosten für die Aufbereitung des Gases zur Einspeisung in das Netz gem. § 36 Abs. 3 und 4 GasNZV oder auch diejenigen Kosten, die dem Netzbetreiber durch die Pauschale für vermiedene Netzentgelte gem. § 20a GasNEV entstehen[1390]. Hin-

[1384] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Bilanzierung Biogas, 29.06.2012, S. 10.
[1385] So bspw. im Leitfaden Bilanzierung Biogas v. 30.06.2011; Anlage 4 KoV IV v. 30.06.2011.
[1386] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 29 Rn. 49.
[1387] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., § 28 Rn. 61.
[1388] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Kostenwälzung Biogas, 29.06.2012, S. 9.
[1389] BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Kostenwälzung Biogas, 29.06.2012, S. 4.
[1390] Weiterhin gehören hierzu bspw. kapazitätserhöhende Maßnahmen, die die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz erst möglich machen, §§ 33 X, 34 II GasNZV.

zu kommen die Kosten, die nach der Gasnetzentgeltverordnung allgemein (§§ 5 ff. GasNEV) anfallen[1391].

Für die Wälzung der Kosten hat der Biogaseinspeisenetzbetreiber eine Prognose der Biogaskosten für das folgende Jahr (a+1; sog. Hochmeldung) ebenso wie die tatsächlich angefallenen Kosten des vergangenen Jahres (a-1) jeweils bis zum 30. September des Jahres an den marktgebietsaufspannenden Netzbetreiber zu übersenden (§ 7 Nr. 2 lit. a KoV VII). Ebenfalls erhält die Bundesnetzagentur vom Biogaseinspeisenetzbetreiber diese Informationen (§ 7 Nr. 2 lit. b KoV VII). Auf Grundlage der unterschiedlichen Positionen errechnet der marktgebietsaufspannende Netzbetreiber die auf die nachgelagerten Netze zu wälzenden Kosten und passt im folgenden Jahr ab dem 01. Januar dementsprechend seine Exit-Entgelte an, § 7 Nr. 6 KoV VII. Der aktualisierte Wälzungsbetrag muss bis zum 31. Oktober eines Jahres veröffentlicht werden, § 7 Nr. 6a Satz 2 KoV VII. Diese angepassten Entgelte werden wiederum von den nachgelagerten Netzbetreibern an die damit verbundene niedrigere Netzebene weitergegeben, sodass die Wälzung bis in die Verteilnetzebene durchgeleitet wird und sich letztendlich auf der Rechnung der Netznutzer, bspw. Transportkunden oder Verbraucher, wiederfindet, § 7 Nr. 6 lit. e KoV VII.

(8) Zwischenfazit

Grundsätzlich stellen sich die Vorschriften zu den technischen, wirtschaftlichen und organisatorischen Aspekten des Netzanschlusses als positiv für den Anschlussnehmer dar. Zum einen kann er den aus seiner Sicht günstigsten Netzanknüpfungspunkt wählen, zum anderen bilden die Gründe für die Verweigerung des Anschlusses durch den Netzbetreiber eine sehr hohe Hürde, welche, wie sich aus den hierzu ergangenen Entscheidungen und Beschlüssen ergibt, nur sehr schwer zu begründen ist. Im Ergebnis stellen die §§ 33 Abs. 8-10 GasNZV also eine Begünstigung der Anschlussnehmer im Vergleich zu Erdgaseinspeisern und damit eine indirekte Förderung der Biogaseinspeisung dar. Gleiches gilt auch für die Regelungen zum Realisierungsfahrplan und erweiterten Bilanzausgleich sowie den Kostenregelungen des Netzanschlusses.

Allerdings existieren in einigen Bereichen auch Unklarheiten und Problemfelder. Zunächst sind dies die konkrete Berechnung der Kosten des Anschlusses sowie die Bestimmung der Parameter für einen geeigneten Netzverknüpfungspunkt. Zwar spricht vieles dafür, dass auch der Anschlussnehmer aufgrund seiner anteiligen Kostenpflicht einen, auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten günstigen Punkt wählen wird[1392]. Zudem dürften dem An-

[1391] Siehe hierzu ausführlich: BDEW/VKU/GEODE-Leitfaden, Kostenwälzung Biogas, 29.06.2012, S. 6.

[1392] Hierfür spricht auch, dass bei keiner Anlage die Verbindungsleitung zwischen Aufbereitungsanlage und Einspeisepunkt länger als 10 km ist, vgl. *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2012, S. 23, abrufbar unter http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutio

schlussnehmer aufgrund der Lage der meisten Biogasanlagen in ruralen Räumen nur begrenzte faktische Wahlmöglichkeiten an Anschlusspunkten zur Verfügung stehen. Es wird jedoch insbesondere von Seiten der Netzbetreiber dafür plädiert, stets die gesamtwirtschaftlich kostengünstigste Anschlussvariante zu bevorzugen. Gleichwohl bleibt auch hier die Frage, welche Kosten bei einer solchen Lösung zu berücksichtigen wären. Eine weitere Schwierigkeit ergibt sich hinsichtlich der Bestimmung der Obergrenze der wirtschaftlichen Zumutbarkeit eines Netzanschlusses. Eine exakte Festlegung existiert hier nicht[1393], allerdings wird teilweise auf die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verwiesen, die in diesem Fall heranzuziehen wären.

c. Vorschriften zum Netzzugang von Transportkunden

Gem. § 20 Abs. 1 Satz 1 EnWG haben Betreiber von Energieversorgungsnetzen, ebenso wie beim technischen Netzanschluss, jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren. Unter Netzzugang versteht man „das Recht zur Nutzung des Gasnetzes zum Transport bis zu einer Ausspeisestelle, an der der Kunde beliefert wird."[1394] Dies geschieht über die Buchung von Kapazitätsrechten an den jeweiligen Ein- und Ausspeisepunkten durch den Netznutzer, welche dieser dann beanspruchen kann[1395]. Speziell für den Zugang zu Gasnetzen bestimmt § 20 Abs. 1b Satz 1 EnWG und entsprechend § 8 Abs. 1, 2 GasNZV zum einen die Pflicht der Betreiber von Gasversorgungsnetzen solche Einspeise- und Ausspeisekapazitäten für die Ausgestaltung des Netzzugangs bereitzuhalten. Weiterhin ist zur Abwicklung des Zugangs zu den Gasversorgungsnetzen ein Vertrag mit dem Netzbetreiber, in dessen Netz eine Einspeisung des Gases – gem. § 3 Nr. 19a, 10c EnWG fällt hierunter auch Biogas – erfolgen soll, über Einspeisekapazitäten (Einspeisevertrag), sowie ein Vertrag mit dem Netzbetreiber aus dessen Netz die Entnahme von Gas erfolgen soll, über Ausspeisekapazitäten (Ausspeisevertrag), abzuschließen (§ 20 Abs. 1b Satz 2, 3 EnWG, § 3 Abs. 1 GasNZV)[1396]. Es besteht für den Netzbetreiber gegenüber dem Einspeisewilligen ein Kontrahierungszwang[1397].

---

nen/ErneuerbareEnergien/Biogas/Biogas_Monitoring/Biogas_Monitoringbericht.pdf;jsessionid=9887D76652D5E485824D85F7B696F30D?__blob=publicationFile&v=2 (19.10.2013).

[1393] *I. Bleuel,* Rechts-, Versicherungs- und Finanzthemen der Biogaseinspeisung, NordÖR 2011, S. 271 (272).

[1394] Der Netzanschluss hingegen umfasst die Herstellung des physischen Anschlusses sowie dessen Betrieb, meint aber nicht die Nutzung hinsichtlich der Ein- und Ausspeisung oder die Einspeisung iSd. Transportes von Biogas; *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 791.

[1395] *S. Merk,* Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 254.

[1396] *E. Ahnis/M. Altrock,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 791 f.; *E. Ahnis/A. Kriener,* Die Biogas-Bilanzierung nach der GasNZV, EnWZ 2013, S. 120 (121).

[1397] *C. Dümke,* Besondere Rechtsfragen zum Netzanschluss von Biogas in das Erdgasnetz, EWeRK 5/2012, S. 190 (190); *C. Stumpf/A. Gabler,* Netzzugang, Netznutzungsentgelte und Regulierung in Energienetzen nach der Energierechtsnovelle, NJW 2005, S. 3174 (3175); *S. Tüngler,* Die Novellierung des Energiewirtschaftsrechts, JuS 2006, S. 487 (488 f.).

(1) Besondere Regelungen für den Netzzugang von Biogasanlagen

Grundsätzlich richtet die GasNZV in § 3 Abs. 6 GasNZV die Anforderung an die Netzbetreiber, Verträge und Geschäftsbedingungen für die Einspeisung von Biogas dergestalt zu konzipieren, dass ein transparenter, diskriminierungsfreier und effizienter Netzzugang zu angemessenen Bedingungen ermöglicht wird. Bereits hier zeigt sich also die Sonderrolle der Biogaskunden im Netzzugangsverfahren. § 34 Abs. 1 GasNVZ legt die Verpflichtung der Netzbetreiber fest, Ein- und Ausspeiseverträge vorrangig mit Transportkunden von Biogas abzuschließen, soweit das Gas netzkompatibel iSd. § 36 Abs. 1 GasNZV ist[1398]. Es handelt sich bei dieser Konstellation um das sog. „Zweivertragsmodell", nach dem im Allgemeinen der Netzzugang von Transportkunden u.a. von Biogas geregelt und welches deutschlandweit seit dem 1. Oktober 2007 praktiziert wird. Es basiert auf dem Grundprinzip des Entry-Exit-Systems (§ 20 Abs. 1b Satz 10 EnWG)[1399]. Der Netzzugang erfolgt, ohne dass ein bestimmter Transportpfad für das eingespeiste Gas festgelegt wird, womit der vertragliche Zugangsanspruch vom tatsächlichen physischen Gasfluss abgekoppelt wird[1400]. Um dennoch zu gewährleisten, dass die ein- und ausgespeisten Mengen an (Bio-)Gas erfasst werden, hat darüber hinausgehend der Marktgebietsverantwortliche mit dem Bilanzkreisverantwortlichen einen Bilanzkreisvertrag abzuschließen (§ 3 Abs. 2 GasNZV)[1401]. Letzterer ist nicht Bestandteil des Zweivertragsgrundsatzes des Energiewirtschaftsgesetzes, betrifft also nicht den Netzzugang direkt, sondern lediglich die Inanspruchnahme gebuchter Ein- und Ausspeiserechte[1402]. Nunmehr spiegelt sich in der Gasnetzzugangsverordung der im Energiewirtschaftsgesetz formell-gesetzlich geregelte Netzzugang somit auch verordnungsrechtlich wider[1403].

Prinzip dieses Entry-Exit-Systems ist es, dass die Netzbetreiber das eingespeiste Gas nicht als Kunden abnehmen, sondern nur Transportleistungen anbieten. Derjenige, der das Gas einspeisen möchte, muss hierfür demnach einen tatsächlichen Abnehmer finden, bei dem das Gas an geeigneter Stelle aus dem Gasnetz ausgespeist werden kann (Verbraucher, Gashandelsunternehmen)[1404]. Wer also die Transportleistung des Gasnetzbetreibers für von ihm

[1398] Die Regelungen, mit denen die Einspeisung von aus inländischer Biomasse erzeugtem Biogas in das Gasnetz erleichtert werden soll, dienen dem Interesse der klimapolitischen Ziele der Bundesregierung und der Stärkung der Versorgungssicherheit; BR-Drs. 312/10, S. 90.
[1399] C. *De Whyl/C. Thole,* in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 3. Aufl., § 16 Rn. 267 ff.
[1400] C. *De Whyl/C. Thole,* in: J.-P. Schneider/C. Theobald (Hrsg.), Recht der Energiewirtschaft, 3. Aufl., § 16 Rn. 281 ff.
[1401] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 759; Vorgaben hierzu finden sich in Anlage 4 zur KoV VII.
[1402] *S. Merk,* Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 368.
[1403] *S. Merk,* Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 364.
[1404] *C. Dümke,* Besondere Rechtsfragen zum Netzanschluss von Biogas in das Erdgasnetz, EWeRK 5/2012, S. 190 (190).

eingespeistes Gas beanspruchen möchte, ist somit Transportkunde iSd. § 3 Nr. 31b EnWG[1405].

§ 20 Abs. 1b Sätze 6-8 EnWG sehen vor, dass die Betreiber von Gasversorgungsnetzen eng zusammenarbeiten, um das Verfahren beim Abschluss der Ein- und Ausspeiseverträge für die Transportkunden möglichst einfach zu gestalten[1406]. Hierfür ist auch vorgesehen, dass durch intensive Kooperationen die Zahl der Netze bzw. Teilnetze und Bilanzzonen möglichst gering zu halten ist und gemeinsame Vertragsstandards für den Netzzugang entwickelt werden. Letzteres ist mit Inkrafttreten einer stetig zu überarbeitenden Kooperationsvereinbarung (mittlerweile Kooperationsvereinbarung VI) geschehen, welche u.a. Konkretisierungen in Bezug auf die bereits genannten Vertragstypen im Entry-Exit-Modell, insbesondere auch für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, enthält[1407].

Insbesondere durch die Kooperationsvereinbarung VI, welche das „Zweivertragsmodell" und damit das Entry-Exit-System zugrunde legt, ermöglichen die zugehörigen Vertragspartner entsprechend § 8 Abs. 1 Satz 1, Abs. 2 Satz 1 GasNZV den „netzübergreifenden Transport durch interne Bestellungen der hierzu benötigten Kapazitäten bei dem jeweils im Marktgebiet vorgelagerten Netzbetreiber"[1408]. Bilanzkreise werden innerhalb der Marktgebiete von den Transportkunden gebildet. Es handelt sich gem. § 2 Nr. 4 GasNZV um die Zusammenfassung von Einspeise- und Ausspeisepunkten, die dem Zweck dient, Einspeisemengen und Ausspeisemengen zu saldieren und die Abwicklung von Handelstransaktionen zu ermöglichen.

(a) Die Qualitätsanforderungen für Biogas

Bevor das in der Biogasanlage erzeugte Rohbiogas in das Gasnetz eingespeist werden kann, muss zunächst eine bestimmte Gasqualität hergestellt werden (sog. Aufbereitung). Grundsätzlich ist in Bezug auf die Qualität des Biogases zu differenzieren zwischen den Anforderungen, die der Anlagenbetreiber erfüllen muss, der das Gas bereitstellt, und jenen, die der Netzbetreiber herstellen muss, bevor eine Einspeisung erfolgen kann[1409]. Grundsätzlich trifft den Transportkunden die Verpflichtung, sicherzustellen, dass das einzuspeisende Gas den allgemein anerkannten Regeln der Technik iSd. § 49 Abs. 2, 3 EnWG, das Gas also den Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW), entspricht und mit dem bereits im Netz transportierten (Erd-)Gas kompatibel ist, § 19 Abs. 1, 2 GasNZV.

[1405] *S. Klinski,* in: Institut für Energetik und Umwelt gGmbH (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2009, S. 168.
[1406] *C. Stumpf/A. Gabler,* Netzzugang, Netznutzungsentgelte und Regulierung in Energienetzen nach der Energierechtsnovelle, NJW 2005, S. 3174 (3175).
[1407] Anlage 4, 6 KoV VII.
[1408] *I. Gitzbrecht,* in: J.-C. Pielow/C. Schimansky (Hrsg.), Rechtsfragen der Einspeisung von Biogas in die Erdgasnetze, 1. Aufl., S. 39.
[1409] *F. Valentin/H. von Bredow*, Rechtlicher Rahmen für Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energien, et 2011, Heft 12, S. 99 (101).

Die für die Biogaseinspeisung relevante Vorschrift ist die Vorschrift des § 36 GasNZV, welche konkrete Qualitätsanforderungen für Biogas festschreibt. Gem. § 36 Abs. 1 Satz 1 GasNZV hat ausschließlich der Einspeiser von Biogas sicherzustellen, dass das Gas am Einspeisepunkt und während der Einspeisung den Voraussetzungen der Arbeitsblätter G 260[1410] und G 262[1411] der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. entspricht. Zum einen regeln diese die Anforderungen an Brenngase der öffentlichen Gasversorgung (G 260), zum anderen die Nutzung von Gasen aus regenerativen Quellen in der öffentlichen Gasversorgung (G 262). Unter anderem enthalten sie Angaben zu Brennwert, Wobbe-Index[1412], Gasdichte, Gasdruck sowie zu den einzelnen Gasbestandteilen[1413]. Für die Einhaltung der Regeln der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. muss insbesondere der Methangehalt des Gases durch CO_2-Abtrennung erhöht werden. Als Aufbereitungsverfahren kommen insoweit in Frage: Druckwechselabsorption, Druckwasserwäsche und chemische Wäsche[1414]. Die Kosten, die für diese Aufbereitung des Gases anfallen, hat der Einspeisewillige ebenfalls zu tragen, § 36 Abs. 1 Satz 2 GasNZV.

Hingegen ist der Netzbetreiber gem. § 36 Abs. 3 GasNZV dafür verantwortlich, dass das Gas am Ausspeisepunkt den Vorgaben des Arbeitsblattes G 685[1415] der Deutschen Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e. V. entspricht. Dies bedeutet, dass er für die reibungslose Gasabrechnung verantwortlich ist und hierfür vor der Einspeisung dem Gas eventuell Luft bzw. LPG (Liquefied Petroleum Gas)[1416] zuzufügen und für ein Brennwertverfolgungssystem zu sorgen hat[1417]. Die Kosten hierfür wiederum hat der Netzbetreiber gem. § 36 Abs. 3 Satz 2 GasNZV zu tragen.

Probleme können sich daraus ergeben, dass dem Einspeisenden nach den Arbeitsblättern G 260 und G 262 ein weiter Spielraum hinsichtlich der Qualität des Biogases offensteht, was zu einer Kollision mit der Verpflichtung des Netzbetreibers führen kann, nach Arbeitsblatt G 685 einen bestimmten Referenzbrennwert einzuhalten. Aufgrund dessen ist in einigen Fällen die Einschränkung der Qualitätsspielräume des Anschlussberechtigten zulässig, sofern diese dazu führen, dass der Netzbetreiber die ihm obliegenden Pflichten nicht mehr erfüllen

[1410] März 2013.
[1411] September 2011.
[1412] Der Wobbe-Index dient zur Charakterisierung der Qualität von Brenngasen, die entsprechend ihrer Zusammensetzung unterschiedlich ist.
[1413] *U. Klaas,* in: F. Graf/S. Bajohr (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 60 ff.
[1414] *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2012, S. 11; siehe hierzu: *J. Krassowski/W. Urban,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 15 ff.; *G. Volk,* Einspeiseregelung für Biogas in Erdgasnetze, et 2008, Heft 3, S. 16 (16).
[1415] Dezember 2011.
[1416] Zum Einsatz in Fahrzeug-Verbrennungsmotoren vorgesehenes Flüssiggas.
[1417] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 775; *BNetzA*, Bericht der Bundesnetzagentur über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2012, S. 11.

kann bzw. einen Netzzugang des Einspeisewilligen unter Umständen verweigern müsste[1418]. Dies ist regelmäßig noch nicht der Fall, wenn in einer Ausnahmesituation der Referenzbrennwert vom Netzbetreiber nicht gehalten werden kann, sondern nur, sofern dieser dauerhaft so hoch/niedrig ist, dass die Herstellung der Kompatibilität dem Netzbetreiber langfristig unmöglich ist[1419]. Eine solche Ansicht entspricht auch § 34 Abs. 2 GasNZV, wonach der Netzbetreiber die Einspeisung von Biogas gewährleisten muss, solange dies für ihn technisch möglich und wirtschaftlich zumutbar ist[1420]. Er hat hierfür also alle Maßnahmen iSd. § 36 Abs. 3 GasNZV zu ergreifen, also die Herstellung des Referenzbrennwertes – soweit möglich – zu gewährleisten. Zu berücksichtigen ist hierbei allerdings immer auch die Zielsetzung des § 1 EnWG, welcher insbesondere eine preisgünstige und verbraucherfreundliche Versorgung der Allgemeinheit mit Gas fordert[1421].

Die Verteilung der Kosten für die Gasaufbereitung auf Einspeisenden und Netzbetreiber nach den §§ 36 Abs. 1 Satz 2, Abs. 3 Satz 2 GasNZV erfährt eine Durchbrechung in § 36 Abs. 2 GasNZV. Demnach trifft den Netzbetreiber abweichend von § 36 Abs. 1 GasNZV dann die Kostenpflicht, wenn die Anlage technisch an Umstellungen des Netzes auf eine andere Gasqualität angepasst werden muss[1422]. Der Gesetzgeber führt dazu aus, dass diese Umstellung „eine wirtschaftliche Entscheidung des Netzbetreibers [ist], die vom Biogaseinspeiser nicht beeinflusst werden kann. Daher soll der Biogaseinspeiser von resultierenden Kosten freigestellt werden.“[1423]

Gem. § 36 Abs. 1 Sätze 3, 4 GasNZV hat der Einspeisende die Pflicht, dem Netzbetreiber einen Nachweis beizubringen, wonach beim Betrieb der jeweiligen Anlage zur Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität zum Zeitpunkt des Netzanschlusses ein maximaler Wert an Methanemissionen nicht überschritten wird. Diese Methanverluste werden als sog. Methanschlupf bezeichnet. Bis zum 30. April 2012 durfte dieser den Wert von 0,5 Prozent nicht überschreiten (§ 36 Abs. 1 Satz 3 GasNZV). Momentan beträgt der Wert gem. § 36 Abs. 1 Satz 4 GasNZV ein Maximum von 0,2 Prozent. Diese Zahlen gelten sowohl für Bestands- als

[1418] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2010, Az. BK7-09-005, S. 20 f.
[1419] *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2010, Az. BK7-09-005, S. 21.
[1420] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 776; *BNetzA*, Beschlusskammer 7, Beschl. v. 03.03.2010, Az. BK7-09-005, S. 22.
[1421] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 776.
[1422] Eine solche liegt z.B. bei der Umstellung des Netzes von L-Gas auf H-Gas (diese unterscheiden sich in ihrer Zusammensetzung) vor. Der umgekehrte Fall wird selten bis gar nicht eintreten, denn L-Gas-Vorkommen gehen stetig zurück und es kommt zu einer vermehrten Verwendung von H-Gas; *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 98 f.
[1423] BR-Drs. 312/10, S. 96.

auch für Neuanlagen[1424]. Allerdings ist keine Rechtsfolge für den Fall vorgesehen, dass der Anlagenbetreiber den Nachweis hierzu nicht erbringt, was die Durchsetzung erschwert[1425].

(b) Verweigerung des Netzzugangs

Eine Ablehnung des Netzzugangs nach § 20 Abs. 1, 1b EnWG ist nur unter den Voraussetzungen des § 20 Abs. 2 EnWG möglich. Demnach können Betreiber von Energieversorgungsnetzen den Zugang verweigern, soweit sie nachweisen können, dass die Gewährung des Netzzugangs aus betriebsbedingten oder sonstigen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 EnWG nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Erforderlich ist hierfür gem. § 20 Abs. 2 Satz 2 EnWG eine unverzügliche schriftliche Mitteilung an die Regulierungsbehörde[1426]. Die Unmöglichkeit der Gewährung des Netzzugangs kann sich insbesondere aus der Inkompatibilität der Gasqualität des einzuspeisenden Gases ergeben oder wegen fehlender Kapazitäten vorliegen[1427]. Unzumutbarkeit liegt vor, sofern dem Netzbetreiber durch den Netzzugang unverhältnismäßige, insbesondere wirtschaftliche Nachteile entstehen[1428]. Speziell für die Einspeisung von Biogas regelt § 34 Abs. 2 GasNZV die Voraussetzungen einer Verweigerung mit dem gleichen Wortlaut. § 34 Abs. 2 Satz 2 GasNZV bestimmt darüber hinausgehend jedoch, dass eine solche Ablehnung nicht allein mit dem Hinweis erfolgen kann, dass in dem mit dem Anschlusspunkt direkt oder indirekt verbundenen Netz Kapazitätsengpässe vorliegen, soweit die technisch-physikalische Aufnahmefähigkeit des Netzes gegeben ist[1429]. In der Zusammenschau mit der offenen Formulierung des § 34 Abs. 1 Satz 1 GasNZV ist davon auszugehen, dass der Verordnungsgeber daneben auch den Transport des Gases zum Ausspeisepunkt privilegieren wollte[1430]. Im Ergebnis kommt dem Transport von Biogas also stets Vorrang zu.

(2) Dienstleistungsvereinbarung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber

Gem. § 33 Abs. 2 Satz 4 GasNZV können Netzbetreiber und Anschlussnehmer darüber hinausgehend vertraglich weitere Rechte und Pflichten unter gegenseitiger Vergütung vereinbaren. Eine solche Übereinkunft wird auch als Dienstleistungsvereinbarung bezeichnet und ist

---

[1424] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 776 f.
[1425] *I. Bleuel,* Rechts-, Versicherungs- und Finanzthemen der Biogaseinspeisung, NordÖR 2011, S. 271 (272); *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 80 f.
[1426] *N. Graßmann,* Die vorrangige Einspeisung von Biogas in die Erdgasnetze – Rechtliche Grundlagen in Energiewirtschaftsgesetz und Gasnetzzugangsverordnung, ZNER 2006, S. 12 (13).
[1427] *S. Merk,* Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 254.
[1428] *S. Merk,* Recht der gaswirtschaftlichen Netzregulierung, 1. Aufl., S. 254 f.
[1429] BR-Drs. 312/10, S. 94.
[1430] *M. Altrock/T. Schmeding,* in: H. Loibl/M. Maslaton/H. von Bredow/R. Walter (Hrsg.), Biogasanlagen im EEG, 3. Aufl., S. 780.

für keine der Parteien obligatorisch[1431]. Jedoch ist der Netzbetreiber, sofern mit einem Anschlussnehmer eine Dienstleistungsvereinbarung geschlossen wurde, daran gehindert, bei gleichen Voraussetzungen einem anderen Anschlussnehmer die gleichen Konditionen zu verwehren[1432].

d. Der Handel mit Biogas – Transport- und Zertifikatmodell

Es gibt keine gesetzlichen Regelungen, die genau vorschreiben, wie Verträge über den Handel mit dem in das Erdgasnetz eingespeisten Biogas auszugestalten sind. Allerdings müssen stets bestimmte Bedingungen beachtet werden. Es ist notwendig, dass genaue Eigenschaften einer Biogaslieferung festgeschrieben werden, wie bspw. der Ort einer Lieferung, ob Gasmengen geliefert werden oder ein Handel über Zertifikate erfolgt etc.[1433] Darüber hinaus muss sichergestellt werden, dass sich mit dem Biogas die Zwecke, für die es vorgesehen ist, erfüllen lassen. Letzteres betrifft u.a. Gas, welches zur Erzeugung von durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz gefördertem Strom in Blockheizkraftwerken bestimmt ist. Hierfür muss die Gasqualität durch Nachweise entlang der Wertschöpfungskette der Biomasse genau bestimmbar sein, um – wie in diesem Fall – die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung für den eingespeisten Strom zu erhalten[1434]. Dabei muss es sich bei dem genutzten Gas physisch nicht um das an anderer Stelle eingespeiste Biogas handeln. Vielmehr folgen die biogasrelevanten Vorschriften der sog. Gasäquivalentnutzung, d.h. dass dem entnommenen Gas dann eine biogene Eigenschaft zugesprochen wird, sofern an anderer Stelle ins Erdgasnetz eine entsprechende Menge Biogas eingespeist wurde[1435].

Für den unter diesen Voraussetzungen stattfindenden Handel mit Biogas existieren zwei Marktmodelle, das Transportmodell und das Zertifikatmodell. Beim Transportmodell werden die verhandelten Gasmengen aus einer Biogasanlage in einen Biogas-Bilanzkreis eingespeist und dort gebucht. An der Ausspeisestelle wird vom Letztverbraucher die entsprechende Menge Biogas aus dem Gasnetz entnommen, wobei die Gasmengen zwischen den diese transportierenden Bilanzkreisen übertragen werden[1436]. Findet ein Transport über mehrere Marktgebiete statt, müssen auch hier die Mengen an den Kopplungspunkten gebucht wer-

[1431] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 126.
[1432] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 126.
[1433] *N. Graßmann,* in: F. Graf/S. Bajohr (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 50.
[1434] *N. Graßmann,* in: F. Graf/S. Bajohr (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 50; *N. Graßmann/N. Maqua,* Modelle der Gasäquivalentnutzung – Handel mit Biogas-Zertifikaten oder Transport von Biogas im Erdgasnetz?, et 11/2007, S. 100 (101).
[1435] *N. Graßmann,* in: F. Graf/S. Bajohr (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 50; *N. Graßmann/N. Maqua,* Modelle der Gasäquivalentnutzung – Handel mit Biogas-Zertifikaten oder Transport von Biogas im Erdgasnetz?, et 11/2007, S. 100 (100).
[1436] *N. Graßmann,* in: F. Graf/S. Bajohr (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 50 f.

den[1437]. Hierbei kommt es natürlich zu einer Durchmischung des im Gasnetz befindlichen Gases, d.h. es wird nicht die exakt selbe Menge eingespeisten Biogases an der Ausspeisestelle entnommen; die „Nämlichkeit" des Gases wird nicht gewahrt[1438].

Im Gegensatz dazu findet beim Zertifikatmodell der Handel mit Biogas vollkommen unabhängig vom tatsächlichen Transport des Gases im Gasnetz statt. Die biogene Eigenschaft wird dabei vom Produkt Biogas getrennt und kann selbstständig in Form eines Zertifikats in den Verkehr gebracht werden. Das eingespeiste Gas gilt dabei als herkömmliches Erdgas und wird als solches transportiert und gehandelt. Die Zertifikate können veräußert bzw. erworben werden, um „Erdgasmengen zu Biogasmengen aufzuwerten"[1439], bspw. um bestimmte, an die Biogaseigenschaft geknüpfte Vergütungen oder Vergünstigungen zu erhalten[1440].

Mit der Entscheidung des Gesetzgebers, in allen biogasrelevanten Vorschriften Massenbilanzsysteme beim Handel mit Biogas zu fordern, hat sich dieser für die einheitliche Anwendung des Transportmodells entschieden, welches mehr Sicherheit und Verlässlichkeit bei der Rückverfolgung von Biogasmengen bietet als der weniger strenge Zertifikathandel[1441].

e. Der europäische Grid Code Gas und Auswirkungen auf die Biogaseinspeisung

Ziel von Leitlinien und Netzkodizes im Bereich der Gasnetze ist es, die Marktintegrationsprobleme bei grenzüberschreitenden Sachverhalten zu beheben. Mit dem bereits erwähnten dritten Energiebinnenmarktpaket aus dem Jahr 2009 und der hiermit ergänzten Verordnung über den Zugang zu Erdgasfernleitungen (VO (EG) Nr. 715/2009, ErdgasZVO) gibt es auf europäischer Ebene Bestrebungen, ein für alle Mitgliedstaaten bis 2014 einheitliches Gasnetzzugangsmodell zu etablieren[1442]. Hierfür wurden sowohl die Europäische Kommission als auch der Europäischen Regulierungsbehörde (ACER) und der Verband der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOG), der sich gem. Art. 5 der VO (EG) Nr. 715/2009 gegründet hat, mit entsprechenden Kompetenzen ausgestattet[1443].

Auf dem Weg zu einem Grid Code Gas sind nach der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 zwei Verfahren vorgesehen. Einmal ist dies der Erlass von Rahmenleitlinien durch die Europäische Regulierungsbehörde mit Unterstützung des Verbandes der europäischen Fernleitungsnetz-

[1437] *N. Graßmann,* in: F. Graf/S. Bajohr (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 51.
[1438] Dies entspricht auch den Vorschriften zum Netzzugang nach § 8 I GasNZV.
[1439] *N. Graßmann,* in: F. Graf/S. Bajohr (Hrsg.), Biogas – Erzeugung, Aufbereitung, Einspeisung, 1. Aufl., S. 51.
[1440] Das Zertifikatmodell ist nicht praktikabel im Rahmen des Nachweisverfahrens der BioKraft-NachV sowie nunmehr auch des EEG (§ 27c I) und EEWärmeG (Nr. II.1 bb) der Anlage), welche ein Massenbilanzierungssystem zur Nachverfolgung der Eigenschaften des Biogases vorsehen, wodurch eine Trennung von Gasmengen und Biogaseigenschaft nicht durchführbar ist.
[1441] *BMU*, Auslegungshilfe zur Massenbilanzierung nach § 27c Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012, 29.06.2012, S. 4.
[1442] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (218).
[1443] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (218); *A. Kremer,* gwf-Gas 1/2 2013, S. 70 (71).

betreiber nach den Art. 6 ff., die auf dieser Grundlage und nach Zustimmung der Kommission einen entsprechenden Netzkodex erarbeiten (Art. 6 Abs. 6, Art. 10 Abs. 1 VO (EG) Nr. 715/2009). Daneben hat die Kommission die Möglichkeit, Leitlinien nach Art. 23 – u.U. nach Konsultation der Europäischen Regulierungsbehörde und ders Verbandes der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber (Art. 23 Abs. 1 Satz 2 VO (EG) Nr. 715/2009) – zu verfassen. Beide Verfahren können bspw. den Netzanschluss, den Zugang Dritter zu Gasnetzen, Kapazitätszuweisung und Engpassmanagement, Datenaustausch und Abrechnung oder die Netzsicherheit (Art. 8 Abs. 6 VO (EG) Nr. 715/2009) bzw. die in Art. 23 Abs. 1 VO (EG) Nr. 715/2009 genannten, sich hiermit größtenteils überschneidenden Punkte sowie die im Anhang zur Verordnung (EG) Nr. 715/2009 aufgeführten Dienstleistungen der Fernleitungsnetzbetreiber für den Zugang Dritter betreffen[1444]. Offiziell kommt dabei keinem der Verfahren eine Vorrangstellung zu, jedoch sind die Vorschriften der Art. 6 ff. VO (EG) Nr. 715/2009 sehr detailliert ausgestaltet und enthalten insbesondere eine umfangreiche Beteiligung der betroffenen Marktakteure, die Art. 23 nicht vorsieht, weshalb die Auffassung vertreten wird, dass es sich hierbei um das „Standardverfahren" handelt[1445].

Worum genau es sich bei Rahmenleitlinien und Netzkodizes iSd. Art. 6 VO (EG) Nr. 715/2009 handelt, ist weder in dieser Vorschrift noch in sonstigen Regelungen definiert. Beide ergehen auf Grundlage einer Prioritätenliste, die von der Kommission jährlich erstellt wird und die die Bereiche des Art. 8 Abs. 6 zum Inhalt hat, Art. 6 Abs. 1 VO (EG) Nr. 715/2009. Die unverbindlichen Rahmenleitlinien enthalten dabei präzise und objektive Grundsätze für die Ausarbeitung von Netzkodizes, Art. 6 Abs. 2 Satz 1 VO (EG) Nr. 715/2009. Sie sollen dabei einen Beitrag zur Nichtdiskriminierung, zu einem echten Wettbewerb sowie zum effizienten Funktionieren des Marktes leisten, Art. 6 Abs. 2 Satz 2 VO (EG) Nr. 715/2009. Die Netzkodizes wiederum basieren auf den Rahmenleitlinien und müssen mit diesen übereinstimmen, Art. 6 Abs. 6 VO (EG) Nr. 715/2009. Sie gelten für grenzüberschreitende Netzangelegenheiten und Angelegenheiten der Marktintegration, Art. 8 Abs. 7 VO (EG) Nr. 715/2009. In Anbetracht der hierfür vorgesehenen Fristen umfasst das gesamte Verfahren bis zur Vorlage der Netzkodizes nach Konsultation von Marktakteuren (Art. 6 Abs. 3 VO (EG) Nr. 715/2009) bzw. Marktteilnehmern (Art. 6 Abs. 6, Art. 10 Abs. 1 VO (EG) Nr. 715/2009) und der Annahme durch die Kommission im Allgemeinen einen Zeitraum von ca. 21 Monaten[1446]. Etwas anderes gilt beim Erlass von Leitlinien durch die Kommission direkt gem. Art. 23 VO (EG) Nr. 715/2009. Hierfür existieren weder Frist- noch Verfahrensvorgaben, abgesehen von der Pflicht zur Konsultation der Europäischen Regulierungsbehörde und des Verbandes der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber in Art. 23 Abs. 1 Satz 2 VO (EG) Nr. 715/2009[1447].

[1444] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (220).
[1445] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (219).
[1446] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (219).
[1447] *C. Thole*, Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (219).

Fraglich ist, ob und inwieweit die so erarbeiteten Kodizes und Leitlinien als rechtsverbindlich einzustufen sind. Diesbezüglich bezieht sich Art. 23 Abs. 2 Satz 2 VO (EG) Nr. 715/2009auf Art. 28 Abs. 2, welcher wiederum auf den Komitologie-Beschluss der Union[1448] verweist. Es besteht also die Möglichkeit, dass die Leitlinien der Kommission im Rahmen eines Komitologieverfahrens „verrechtlicht" werden[1449]. Ein solches ist für die Netzkodizes nach Art. 6 ff. VO (EG) Nr. 715/2009nicht vorgesehen, diese verweisen nicht direkt auf Art. 28 Abs. 2 VO (EG) Nr. 715/2009und damit auf den Komitologie-Beschluss der Union.

Insbesondere hätte ein solches Vorgehen zur Folge, dass das Verfahren zum Erlass von Netzkodizes mit anschließendem Komitologie-Verfahren durch die Kommission eine Laufzeit von bis zu 3 Jahren in Anspruch nehmen kann[1450]. Dies widerspricht auch dem erklärten Ziel, möglichst zügig – ursprüngliches Ziel war das Jahr 2014 – einen einheitlichen europäischen Energiemarkt zu verwirklichen[1451], insbesondere dann, wenn die betroffenen Netzkodizes sehr ausdifferenzierte und detaillierte Regelungen enthalten, die im Komitologieverfahren verrechtlicht werden sollen[1452].

Geltung erlangen die von der Kommission erlassenen Leitlinien unmittelbar im Anhang zur Verordnung (EG) Nr. 715/2009. Sie binden ausschließlich die Fernleitungsnetzbetreiber[1453]. Sofern keine Verrechtlichung stattgefunden hat, ist dies bei den Rahmenleitlinien und Netzkodizes nicht der Fall; diese sind nicht rechtsverbindlich. Vielmehr können sie durch Aufnahme in die Allgemeinen Geschäftsbedingungen der Fernleitungsnetzbetreiber oder durch Ergänzungen in der jeweiligen Kooperationsvereinbarung Wirkung entfalten[1454]. In diesem Fällen betreffen sie neben den Fernleitungsnetzbetreibern ebenfalls Netzbetreiber auf Ebene der Verteilnetze, Gashändler und Lieferanten[1455]. Allerdings ist es gem. Art. 26 VO (EG) Nr. 715/2009 den Mitgliedstaaten nach wie vor gestattet, detailliertere Regelungen als die in der Verordnung bzw. nach Art. 23 VO (EG) Nr. 715/2009 in Leitlinien erlassenen beizubehalten oder einzuführen.

Die momentanen Arbeiten der zuständigen Institutionen betreffen die Framework Guidelines on Capacity Allocation Mechanisms (CAM, 3. August 2011), die Framework Guidelines on Gas Balancing (18. Oktober 2011) und die Framework Guidelines Interoperability and Data Exchange Rules (25. Juli 2012). Hierzu hat der Verband der europäischen Fernleitungs-

[1448] Beschluss des Rates v. 28.06.1999 zur Festlegung der Modalitäten für die Ausübung der der Kommission übertragenen Durchführungsbefugnisse (1999/468/EG), ABlEU. L 184 v. 17.07.1999, S. 23, geändert durch Beschluss 2006/512/EG, ABlEU. L 200 v. 22.07.2006, S. 11.
[1449] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (219).
[1450] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (219).
[1451] *A. Kremer,* gwf-Gas 1/2 2013, S. 70 (71).
[1452] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (219).
[1453] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (221).
[1454] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (221 f.).
[1455] *C. Thole,* Der europäische Grid Code Gas, IR 2011, S. 218 (223).

netzbetreiber entsprechenden Kodizes erarbeitet, nämlich den Network Code on Capacity Allocation Mechanisms, den Network Code on Gas Balancing und den Network Code on Interoperability and Dataexchanging Rules[1456].

3. Biogasausspeisung: Nutzungspfade des ausgespeisten Biogases

Grundsätzlich sind vier Nutzungspfade denkbar, denen das eingespeiste Erdgas nach der Entnahme aus dem Erdgasnetz zugeführt werden kann: die Verbrennung in einem Blockheizkraftwerk in Kraft-Wärme-Kopplung, die ausschließliche Erzeugung von Strom oder alternativ Wärme sowie die Nutzung als Kraftstoff in Erdgasfahrzeugen[1457]. Zur vielfältigen Nutzung des an anderer Stelle wieder dem Erdgasnetz entnommenen Biogases bzw. Biomethans existieren ordnungsrechtliche Vorgaben u.a. im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz, der Energieeinsparverordung 2014 oder dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, die aufgrund des hier weit verstandenen Begriffs der Förderung von Biomasse jedoch im Rahmen der Fördermaßnahmen bereits oben erörtert wurden. Lediglich in Bezug auf Befreiungen von der Energiesteuer soll an dieser Stelle unter b. auf Besonderheiten beim Einsatz von Biomethan eingegangen werden.

f. Energiesteuern

In Bezug auf etwaige Steuervergünstigungen ist festzustellen, dass für Biomethan einschlägige Regelungen für den Einsatz im Verkehrssektor (aa.) und dem Wärmesektor (bb.) bestehen.

(1) Begünstigung von Biomethan im Verkehrssektor

Beim Einsatz von Biomethan als Biokraftstsoff kann eine ausdrückliche Steuerentlastung nach § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG in Anspruch genommen werden. Danach wird für nachweislich nach den Steuersätzen des § 2 Abs. 2 EnergieStG versteuerte Energieerzeugnisse, die durch Vergärung oder synthetisch aus Biomasse erzeugtes und dann auf Erdgasqualität aufbereitetes Biogas (Biomethan) sind oder enthalten, eine Steuerentlastung gewährt. Voraussetzung ist, dass das Biomethan den Anforderungen für Erdgas nach der Verordnung über die Beschaffenheit und die Auszeichnung der Qualitäten von Kraft- und Brennstoffen in der jeweils geltenden Fassung entspricht. In diesen Fällen wird gem. § 50 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG eine vollständige Steuerentlastung in Höhe der Steuer gewährt, die auf den Biokraft-

[1456] *A. Kremer,* gwf-Gas, 1/2 2013, S. 70 (71).

[1457] *D. Konrad,* in: H. Degenhart/B. Hohlbein/T. Schomerus (Hrsg.), Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 1. Aufl., S. 54; *J. Mühlenhoff/K. Dittrich,* Studie der Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Biogas-Nutzungspfade im Vergleich, 03.02.2011, abrufbar unter http://www.unendlich-viel-energie.de/uploads/media/Hintergrundinfo_Biogas-Nutzungspfade_im_Vergleich2_jan11.pdf (29.10.2013).

stoffanteil entfällt. Eine Ausnahme hierfür besteht für Fettsäuremethylester und Pflanzenöl, die nur eine teilweise Steuerentlastung erfahren, § 50 Abs. 3 Satz 3 EnergieStG.

Wie sich aus der in § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG formulierten Voraussetzung ergibt, ist für Biomethan zudem ingesamt erforderlich, dass es nach § 2 Abs. 2 EnergieStG versteuert wurde. Dies bedeutet, dass in den Fällen, in denen Biomethan nach § 2 Abs. 3 EnergieStG zum Verheizen oder zum Antrieb von Gasturbinen und Verbrennungsmotoren in begünstigten Anlagen nach den §§ 3 und 3a EnergieStG verwendet oder zu diesen Zwecken abgegeben wird, der Befreiungstatbestand nicht greift[1458].

(2) Schlechterstellung von Biomethan gegenüber Biogas im Wärmesektor

Anders sieht dies energiesteuerrechtlich bei der energetischen Nutzung von Biomethan zur ausschließlichen Wärmebereitstellung aus. Zwar gewährt § 28 EnergieStG eine Steuerbefreiung für bestimmte gasförmige Kohlenwasserstoffe[1459]. Nach § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG sind gasförmige Energieerzeugnisse, nämlich gasförmige Bioheizstoffe, von der Energiesteuer vollständig befreit, wenn sie gem. § 2 Abs. 3 Satz 1 EnergieStG zur (reinen) Wärmeerzeugung im Sinne von § 1a Nr. 12 EnergieStG und unvermischt mit anderen Energieerzeugnissen eingesetzt werden. Weitere Voraussetzung ist, dass die gasförmigen Bioheizstoffe ausschließlich aus Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung (BiomasseV) in der jeweils gelten Fassung bestehen[1460]. Bio(roh)gas kann daher unter Einhaltung dieser Voraussetzungen in Wärmeerzeugungsanlagen vollständig steuerbefreit eingesetzt werden.

Aufgrund der Einschränkung in § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG, dass die Steuerbefreiung nur möglich ist, wenn die gasförmigen Bioheizstoffe unvermischt mit anderen Energieerzeugnissen verwendet werden, dürfte diese Vergünstigung jedoch nicht für die Verwendung von Biomethan zur Wärmerzeugung gelten, wenn das Biomethan – seinem Zweck entsprechend – als aufbereitetes Biogas zuvor durch das Erdgasnetz transportiert wurde. Nach dem Wortlaut von § 28 Satz 2 EnergieStG ist zwar das Mischen mit anderen Energieerzeugnissen im Betrieb des Verwenders unmittelbar vor der Verwendung unschädlich für die Steuerbefreiung nach § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG. Findet jedoch bereits vorher ein Mischen statt, etwa durch Einspeisung des Gases in ein Leitungsnetz, führt dies zwangsläufig zu einem Verlust der Steuerbefreiung[1461]. Dies bedeutet, dass Biomethan wohl nicht steuerbefreit zur Wärmeerzeugung eingesetzt werden kann.

[1458] Vgl. *K. Möhlenkamp*, in: dies./K. Milewski (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 50 EnergieStG Rn. 6.

[1459] *S. Schröer-Schallenberg*, in: M. Bongartz/H. Jatzke/dies. (Hrsg.), Kommentar zum Energiesteuerrecht, 9. Aufl., § 28 EnergieStG Rn. 1.

[1460] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 28 EnergieStG Rn. 4.

[1461] *K. Milewski*, in: K. Möhlenkamp/ders. (Hrsg.), EnergieStG/StromStG, 1. Aufl., § 28 EnergieStG Rn. 8; *S. Schröer-Schallenberg*, in: M. Bongartz/H. Jatzke/dies. (Hrsg.), Kommentar zum Energiesteuerrecht, 9. Aufl., § 28 EnergieStG Rn. 23; *Fachverband Biogas e.V.*, Die Nutzung von Biogas und Biomethan im Kontext des Energiesteuergesetz (EnergieStG), S. 2, abrufbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_Die-Nutzung-

Fraglich ist weiter, ob diese Ungleichbehandlung mit sonstigen gasförmigen Bioheizstoffen vom Gesetzgeber gewollt ist.

Die Steuerbefreiung war bereits in der ursprünglichen Gesetzesfassung des § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG im Jahr 2006[1462] enthalten, wonach u.a. „*gasförmige Kohlenwasserstoffe, die aus dem biologisch abbaubaren Anteil von Erzeugnissen der Land- und Forstwirtschaft oder von Abfällen gewonnen werden, die bei der Tierhaltung, bei der Lagerung von Abfällen oder bei der Abwasserreinigung anfallen*“ steuerfrei verwendet werden dürfen. In dieser Fassung war das Erfordernis der unvermischten Verwendung zwar noch nicht ausdrücklich in Satz 1 Nr. 1 normiert. Nach § 28 Satz 2 war aber bereits die Ausnahme geregelt, dass ein Mischen mit anderen Energieerzeugnissen unmittelbar vor der Verwendung die Steuerbefreiung nicht ausschließt, woraus sich folgern lässt, dass die Nichtvermischung in Satz 1 als ungeschriebenes Tatbestandsmerkmal enthalten war. Die Gesetzesbegründung zu § 28 EnergieStG führt lediglich an, dass die Vorschrift eine Steuerbefreiung für gasförmige Kohlenwasserstoffe normiert. Ausführungen zum Erfordernis des Nichtvermischens oder gar zu Biomethan enthält sie nicht. Dies erfolgte jedoch in der Fassung aus dem Jahr 2011[1463], die den Anwendungsbereich des § 28 EnergieStG aus Gründen der Europarechtskonformität eingeschränkt und das Tatbestandsmerkmal „unvermischt“ in § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG ausdrücklich eingefügt hat. Nach der Gesetzesbegründung erfolgte dies zur Klarstellung, dass die Steuerbefreiung bei Belieferung durch ein Leitungsnetz damit (wie bisher) ausgeschlossen ist[1464].

Auch wenn die Gesetzesbegründung keinen ausdrücklichen Bezug zu Biomethan als Grund für die Regelung herstellt, dürfte dadurch der Schluss nahe liegen, dass Biomethan bewusst nicht unter die Steuerbefreiungsnorm des § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG gefasst werden soll[1465]. Hierfür spricht, dass dem Gesetzgeber im Jahr 2011 der Energieträger Biomethan bereits bekannt war und der Transport durch das Erdgasnetz denknotwendig ist. Als weiteres Argument dafür lässt sich anführen, dass der Gesetzgeber in § 50 Abs. 1 Satz 1 Nr. 4 EnergieStG für den Einsatz von Biomethan als Biokraftstoff im Verkehrsbereich ausdrücklich eine Steuerentlastung geschaffen hat.

Es ist daher davon auszugehen, dass der Gesetzgeber in § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG bewusst keine Steuerbefreiung für Biomethan zu (reinen) Heizzwecken regeln wollte. Dies ist zudem konsistent zu den Regelungen in Nr. II 1. C. der Anlage zum EEWärmeG, die für den Einsatz von Biomethan zwingend eine Nutzung in Kraft-Wärme-Kopplung vorschreiben, um die Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes zu erfüllen. Da § 28 Satz 1 Nr. 1

---

von-Biogas-und-Biomethan-im-Kontext-des-Energiesteuergesetz-EnergieStG/$file/14-02-12_Infoblatt-Energiesteuergesetz_fs.pdf (10.11.2014).

[1462] BT-Drs. 16/1172.

[1463] BT-Drs. 17/3055.

[1464] BT-Drs. 17/3055, S. 14.

[1465] Ausdrücklich zu konditioniertem Biogas durch Beimischung von Flüssiggasen: *S. Schröer-Schallenberg*, in: M. Bongartz/H. Jatzke/dies. (Hrsg.), Kommentar zum Energiesteuerrecht, 9. Aufl., § 28 EnergieStG Rn. 23.

EnergieStG aber eine Steuerbefreiung nur bei einem reinem Verheizen von Kohlenwasserstoffe ohne Stromerzeugung vorsieht, könnte der Anlagenbetreiber entweder nur die Steuerbefreiung in Anspruch nehmen oder die Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes erfüllen.

Mangels unbeabsichtigter Nichtberücksichtigung von Biomethan in § 28 Satz 1 Nr. 1 EnergieStG besteht insoweit zwar eine Ungleichbehandlung von Biogas und Biomethan. Da dies jedoch offenbar gesetzgeberisch intendiert ist, besteht keine ungewollte Inkonsistenz und mithin kein Handlungsbedürfnis für eine Gesetzesänderung.

4. Zwischenfazit zum Sonderfall Biomethan

Grundsätzlich existieren mit den Sonderregelungen für die Einspeisung von Biomethan in der Gasnetzzugangsverordnung für den Anschlussnehmer privilegierende Vorschriften, die einen Anreiz für die Aufbereitung und anschließende Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz geben sollen. Der Monitoringbericht der Bundesnetzagentur zur Entwicklung der Biogaseinspeisung zeigt, dass sich die Anzahl der Anlagen in diesem Bereich seit dem Jahr 2011 fast verdoppelt hat, genauso wie die Menge des eingespeisten Gases[1466]. Dennoch bleiben diese Werte hinter den ursprünglich gesteckten Zielen, die bislang in § 31 GasNZV zu finden waren.[1467] Mit Erlass des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 und der damit einhergehenden Streichung des Aufbereitungsbonus für Biogas wurden konsequenterweise auch die Ziele des § 31 GasNZV gestrichen. Zwar erleichtern insbesondere die Mechanismen der §§ 31 ff. GasNZV die Biogaseinspeisung, allerdings können diese nicht verhindern, dass sich ohne finanzielle Förderung diese Form der Biogasnutzung als unwirtschaftlich darstellt. Die Kosten für Substrate und technische Einrichtungen können allein über den Verkaufserlös des Gases nicht aufgefangen werden, was ein erhebliches Risiko und damit auch Hemmnis bei der Errichtung von Aufbereitungs- und Einspeiseanlagen darstellt. Diese Diskrepanz zeigt sich auch an den Herstellungskosten im Vergleich zu den Verkaufspreisen für eingespeistes Biogas, wobei Erstere im Jahr 2013 im Mittel 1 Cent pro Kilowattstunde über dem durchschnittlichen Verkaufspreis lagen.[1468]

Hieran wird deutlich, dass ein signifikanter Ausbau des Bereichs der Biogaseinspeisung in Zukunft nicht erwartet werden kann, da Errichtung und Betrieb der Anlagen allein aufgrund der noch bestehenden Privilegien kaum möglich sein wird.

[1466] Diese betrug laut Monitoringbericht 520 Mio. Nm³ aus 144 Anlagen.
[1467] Diese betrugen 6 Mrd. Nm³ bis 2020 und 10 Mrd. Nm³ bis 2030.
[1468] Bericht der BNetzA über die Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz, 2014, S. 3.

VIII. Bewertung und Fazit zu den nationalen Förderinstrumenten

Die Betrachtung des Instrumentenmixes und der Maßnahmen zur (im weiten Sinne) Förderung der energetischen Nutzung von Biomasse hat aufgezeigt, dass die Förderung sehr vielfältig und in den unterschiedlichsten Regelungsregimen verortet ist. Diese Vielfältigkeit der rechtlichen Förderung ergibt sich unmittelbar aus den aufgezeigten vielfältigen Einsatzmöglichkeiten von Biomasse. Zunächst differiert die Förderung daher maßgeblich nach der Art der eingesetzten Energieträger und deren zum Teil abweichenden Wertschöpfungsketten.

Gasförmige Biomasse, also Biogas und Biomethan, kann und wird in allen drei Energiesektoren – Strom, Wärme/Kälte, Verkehr – eingesetzt. Für Biomasse in diesem Aggregatzustand sind in den letzten zehn Jahren die meisten rechtlichen Regelungen, insbesondere für die Biogasverstromung und den Transport und die Verstromung von Biomethan geschaffen worden. Hier liegt demnach der rechtliche Schwerpunkt der Förderung und das nationale Recht weist hierzu die höchste Regelungsdichte auf.

Biogene Festbrennstoffe werden vornehmlich immer noch im Wärmesektor – zentral in Biomasseheizkraftwerken und dezentral in kleineren Verbrennungsanlagen in Gebäuden – eingesetzt. Durch die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung hat jedoch auch die Anzahl der (in der Regel in Kraft-Wärme-Kopplung) verstromenden Anlagen zugenommen. Für feste Biomasse ist die Regelungsdichte deutlich geringer. Dies liegt in der längeren Historie der Wärmeerzeugung aus Holz und anderen festen Brennstoffen begründet, die vom Gesetzgeber nicht in der Form wie bei der – noch recht jungen Technologie der Biogaserzeugung und –verstromung – durch gesetzliche und untergesetzliche Förderung angereizt werden muss. Für die Wärmeerzeugung sind demnach nur wenige Anreizprogramme für die Anfangsinvestitionen in die Anlagentechnik vorhanden; für die erzeugte Wärme selbst gibt es keine Anreizmechanismen. Diese beschränken sich auf den zusammen mit der Wärme in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom, der durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz gefördert werden. Die Wärmevermarktung unterliegt dem Markt.

Flüssige Biomasse kann ebenfalls in allen drei Energiesektoren eingesetzt werden. Hier hat die Untersuchung jedoch gezeigt, dass der Gesetzgeber einem deutlichen Systemwechsel bei der Steuerung der flüssigen Biomasse in die einzelnen Energiesektoren vorgekommen hat. Nachdem zunächst der Einsatz zur Stromerzeugung mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz angereizt wurde, haben die massiven negativen Umweltauswirkungen zu einer Nachsteuerung geführt, wonach die flüssige Biomasse fast ausschließlich nur noch im Verkehrssektor als Biokraftstoff Anwendung finden soll. Die Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderungen wurden sämtlichst wieder gestrichen.

Trotz der vielfältigen Regelungen hat die Untersuchung wenig ungewollte (gegenläufige) Wechselwirkungen zwischen den Regelungsmaterien hervorgebracht. Das nationale Recht

zur Förderung der energetischen Biomassenutzung ist weitgehend kohärent und widerspruchsfrei.

Im Einzelnen haben sich folgende Ergebnisse zur Förderung feststellen lassen.

Die europarechtlichen Vorgaben lassen den Nationalstaaten bei der Wahl der Fördermechanismen für den Ausbau erneuerbarer Energien, und damit auch der Biomasse, einen großen Spielraum. Deswegen haben die einzelnen Nationalstaaten, wie auch die Bundesrepublik Deutschland verschiedenste Maßnahmen und Instrumente im Einsatz. Für die Biomasse ist bislang national noch das Einspeisetarifmodell das maßgebliche Instrument, dass die Stromerzeugung aus Biomasse – jeglichen Aggregatzustands – seit 2000 massiv angereizt hat.

Es ist jedoch bei weitem nicht das einzige Instrument, das zur Förderung eingesetzt wird. Vielmehr existiert eine breite Palette von ordnungsrechtlichen, förderrechtlichen und planungsrechtlichen Instrumenten, die auf allen Ebenen der Wertschöpfungskette der energetischen Biomassenutzung deren Verwendung unterstützt.

Die energetische Nutzung gasförmiger Biomasse wird vielfältig angereizt, bei der Energieerzeugung, -transport und -nutzung. Besonders hervorzuheben ist dabei die äußerst erfolgreiche Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz in seinen verschiedenen Fassungen, das vor allem die Anzahl der Biogasanlagen in wenigen Jahren deutlich erhöht hat, wenn durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 nunmehr diese Entwicklung auch aller Voraussicht nach zum Erliegen kommen wird[1469]. Gleiches gilt seit dem Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2014 auch für die Biomethanbranche, da durch die Abschaffung des Gasaufbereitungsbonus und das „einfrieren“ der Förderung auf den Anlagenbestand, keine Entwicklungmöglichkeiten für Biomethan in der Stromerzeugung mehr bestehen[1470]. Insoweit kann von einer zeitlichen Inkonsistenz der Gesetzgebung gesprochen werden, die nachträglich Fehlanreize und ungewollte negative Entwicklungen wieder auszugleichen versucht. Neben der Förderung der Stromerzeugung werden durch untergesetzliche Förderprogramme ferner die Anlagenerrichtung und sonstige Infrastruktur gefördert. Am Ende der Wertschöpfungskette – bei der Nutzung der erzeugten Energie – bestehen ferner insbesondere ordungsrechtliche Anreize, die aus gasförmiger Biomasse erzeugte Wärmeenergie zur Erfüllung der Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Wärmegesetzes und der Energieeinsparverordnung 2014 einzusetzen. Auf dieser Wertschöpfungsstufe bestehen zudem steuerliche Anreize und wiederum Förderanreize für die Investion in die erforderliche Infrastruktur bzw. Anlagentechnik. Neben den förder- und ordnungsrechtlichen Instrumenten sind noch die planungsrechtlichen Instrumente zu nennen, die ebenfalls auf allen Stufen der Wertschöp-

[1469] Vgl. Prognose des *Fachverbands Biogas e.V.* aus 11/2014, wonach jedoch die Flexibilisierung der Bestandsanlagen eine Perspektive für die Anlagenbetreiber darstellen soll, abrufbar unter http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM-32-14 (25.11.2014).

[1470] *O. Antoni/C. Probst/C. Witschel*, Überblick zu den Neuregelungen für Biomasse im EEG 2014, ER Sonderheft 1-2014, S. 15 (20).

fungskette den Einsatz von Biomasse oder zumindest allgemein von erneuerbaren Energien untersützen. Von besonderer Bedeutung für Biogas ist dabei die Außenbereichsprivilegierung in § 35 Abs. 1 Nr. 6 BauGB, die im Jahr 2013 im Hinblick auf die Flexibilisierungsmöglichkeiten von Biogasanlagen noch einmal verbessert wurde.

Die genannten Instrumente für die energetische Nutzung von gasförmiger Biomasse sind zwar nicht gänzlich aufeinander abgestimmt und konsistent, etwa beim eigentlich wünschenswerten Zusammespiel zwischen dem Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und der Energieeinsparverordnung 2014, dennoch greifen diese gut ineinander über und gewährleisten eine weitgehend lückenlose Förderung auf allen Wertschöpfungsstufen.

Wie bereits ausgeführt, ist die nationale Regelungsdichte bei der festen Biomasse weniger ausgeprägt und damit nicht allzu anfällig für Inkonsistenzen, welche sich in der Untersuchung auch kaum feststellen ließen. Die Fördermaßnahmen zur Nutzung von fester Biomasse unterscheiden sich dabei strukturell nicht von jenen für die gasförmige Biomasse. Bestimmte Abweichungen bei den rechtlichen Vorgaben ergeben sich aus den geringeren Nutzungskonkurrenzen bei vor allem Holz im Vergleich zu den Einsatzstoffen zur Biogasvergärung. Insgesamt ist insbesondere die Historie der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Vergütung für feste Biomasse wesentlich konstanter und weniger wechselhaft als bei den anderen beiden Aggregatzuständen.

Ganz anders sieht dies, vor allem wegen der negativen Umweltauswirkungen, bei der flüssigen Biomasse aus, deren Einsatzfeld von der Wärme- und Stromerzeugung nunmehr weit überwiegend, nach Streichung der Erneuerbare-Energien-Gesetz-Förderung und Einführung umfangreicher Nachhaltigkeitsanforderungen, in den Mobilitätssektor verlagert wird. In diesem Energiesektor hat die Förderung der Biokraftstoffe zudem eine – zeitlich inkonsistente – wechselhafte Historie, da der Gesetzgeber die Fördersystemtik mehrfach umgestellt hat.

E. Mitteilungspflichten und Informationspflichten bei der energetischen Biomassenutzung

Über die Festlegung von weiterzugebenden Informationen kann ein Handeln und Steuern sowohl der Normgeber als auch der Marktteilnehmer vereinfacht werden.

Im Folgenden soll daher, gegliedert nach den einschlägigen Regelwerken, aufgezeigt werden, welche Normen in Bezug auf die energetische Biomassenutzung Mitteilungs- oder Informationspflichten enthalten und wer verpflichtet bzw. berechtigt ist. Derartige Information können sowohl an konkrete Stellen zu übermitteln sein oder aber allgemein zugänglich gemacht werden, etwa durch Veröffentlichung im Internet.

I. EnWG – Energiewirtschaftsgesetz

Das Energiewirtschaftsgesetz enthält eine ganze Reihe von Mitteilungs- und Veröffentlichungspflichten, von denen einige einen Biomassebezug aufweisen. So verpflichtet § 19 Abs. 2 EnWG die Betreiber von Gasversorgungsnetzen technische Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb von u.a. dezentralen Erzeugungsanlagen festzulegen und im Internet zu veröffentlichen. Dabei handelt es sich um die Bedingungen, unter denen die Betreiber etwa von Biogasaufbereitungsanlagen angeschlossen werden können[1471]. Die Anforderungen sollen gem. § 19 Abs. 3 Satz 2 EnWG insbesondere jene für die netzverträgliche Gasbeschaffenheit unter Einschluss von Gas aus Biomasse und anderen Gasarten umfassen. Weiterhin besteht gem. § 19 Abs. 3 Satz 4 EnWG die Pflicht, diese Mindestanforderungen der Regulierungsbehörde mitzuteilen.

Neben Informationspflichten, deren Adressat die Netzbetreiber sind, bestehen auch Berichtspflichten der Bundesregierung[1472]. Gem. § 112 Satz 3 Nr. 7 EnWG soll der nach § 112 Satz 1 EnWG zu erstellende Evaluierungsbericht der Bundesregierung insbesondere den Wettbewerb bei Gasspeichern und die Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas prüfen. Dadurch wird das gem. § 35 Abs. 1 Nr. 7 EnWG durchgeführte Monitoring der Netzzugangsbedingungen für Anlagen zur Erzeugung von Biogas ergänzt[1473], indem die Unterrichtung der Öffentlichkeit und damit der durch das Monitoring auch angestrebte Abbau eines bestehenden Informationsungleichgewichts zwischen den Marktteilnehmern[1474] verbessert wird.

Den Betreiber von Biomasseanlagen treffen in seiner Funktion als Energieanlagenbetreiber[1475] Informationspflichten. Gem. § 12 Abs. 4 EnWG haben Betreiber von Energieerzeugungsanlagen dem Betreiber von Übertragungsnetzen auf Verlangen unverzüglich die Informationen einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse bereitzustellen, die notwendig sind, um die Übertragungsnetze sicher und zuverlässig zu betreiben, zu warten und ausbauen zu können. Zu beachten ist aber, dass der Informationsanspruch zum einen erst auf Veranlassung des Übertragungsnetzbetreibers entsteht und zum anderen, dass der Anspruch inhaltlich dahingehend beschränkt ist, dass die Informationserteilung gemessen am Zweck, den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes zu gewährleisten, notwendig sein muss[1476]. An dieser Notwenigkeit wird es bei kleinen Biomasseanlagen mangeln.

[1471] *K. Hartmann,* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), 81. EGL, Juli 2014, § 19 EnWG Rn. 4.
[1472] *P. Salje*, EnWG, 1. Aufl., § 112 Rn. 2.
[1473] *K. Herzmann,* in: G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl., § 112 Rn. 8.
[1474] *K. Herzmann,* in: G. Britz/J. Hellermann/G. Hermes (Hrsg.), EnWG, 2. Aufl., § 35 Rn. 6.
[1475] Gem. § 3 Nr. 15 EnWG sind Energieanlagen auch Anlagen zur Erzeugung von Energie.
[1476] *P. Salje*, EnWG, 1. Aufl., § 12 Rn. 30.

II. EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien

1. Anlagenregister

Gegenüber seinen Vorgängernormen wird das Anlagenregister im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 zu einem zentralen Mittel der Informationsbereitstellung. Zwar hatte bereits § 17 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2012 die Rechtsfolge eines veringerten Vergütungsanspruchs angeordnet, solange Anlagenbetreiberinnen[1477] im Falle der Errichtung eines allgemeinen Anlagenregisters die Eintragung der Anlage in das Anlagenregister nicht nach den Maßgaben der Rechtsverordnung nach § 64e EEG 2012 beantragt hatten, doch war ein solches allgemeines Register nicht eingeführt worden[1478]. Folglich konnte weder die Rechtsfolge eintreten noch der Informationsaustausch befördert werden. Die Verordnungsermächtigung zur Errichtung eines Anlagenregisters war beits in § 15 Abs. 3 EEG 2004 enthalten und ungenutzt geblieben.

Nunmehr wird die Einrichtung eines allgemeinen Anlagenregisters nicht mehr dem Verordnungsgeber überantwortet, sondern § 6 EEG 2014 verpflichtet die Bundesnetzagentur zu Einrichtung und Betrieb eines Anlagenregisters, wofür sich in § 93 EEG 2014 der Verordnungsermächtigung findet. Dabei regelt die nicht abschließende Aufzählung des § 6 Abs. 2 EEG 2014 den Kern der zu übermittelnden Daten. Dies sind Angaben zur Person des Anlagenbetreibers sowie Kontaktdaten (Nr. 1), der Standort der Anlage (Nr. 2), die Energieträger, aus dem der Strom erzeugt wird (3.), die installierte Leistung der Anlage (4.) sowie die Angabe, ob für den in der Anlage erzeugten Strom eine finanzielle Förderung in Anspruch genommen werden soll (Nr. 5). Da die in § 6 Abs. 2 EEG 2014 normierte Übermittunglspflicht uneingeschränkt Anlagenbetreiber adressiert, werden sämtliche Anlagenbetreiber, also gem. § 5 Nr. 2 EEG 2014 jeder, der unabhängig vom Eigentum die Anlage für die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas nutzt, verpflichtet. Die Eintragung ins Anlagenregister hat unabhängig von einer tatsächlichen oder geplanten Inanspruchnahme von Fördertatbeständen zu erfolgen[1479]. Damit gelten diese Verpflichtungen auch für Betreiber von Biomasseanlagen.

Die dem Anlagenregister bekannten Daten sollen, mit Ausnahme der persönlichen Daten des Anlagenbetreibers, öffentlich zugänglich gemacht und über das Internet abrufbar ausgestaltet werden, § 6 Abs. 3 EEG 2014. Auf diese Weise können auch die verschiedenen Marktteilnehmer ihre Informatonsbasis verbreitern und Einspeiseprognosen verbessern[1480]. So sollen die Netzbetreiber durch die zeitnahe Zurverfügungstellung von Daten insbesondere zu den

[1477] und Anlagenbetreiber.
[1478] Kabinettssache 18/09016 S. 170 f.; *M. Hartwig*, in: M. Altrock/V. Oschmann/C. Theobald (Hrsg.), EEG, 4. Aufl., § 64e Rn. 1.
[1479] Kabinettssache 18/09016 S. 171.
[1480] Kabinettssache 18/09016 S. 171.

fluktuierenden Stromquellen bei der Wahrung der Netzstabilität unterstützt werden[1481]. Gleichfalls können die Daten die Planung von Netzausbau und Optimierungsmaßnahmen erleichtern und so auch das Gesamtsystem entlasten[1482].

Die Verordnungsermächtigung des § 93 EEG 2014 ermöglicht die Ausgestaltung von Detail- und Verfahrensfragen durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie[1483]. Gem. § 6 Abs. 3 EEG 2014 sind „die Angaben der registrierten Anlagen" zu veröffentlichen. Eine Einschränkung hinsichtlich der in § 6 Abs. 2 EEG 2014 genannten Angaben lässt sich hieraus nicht erkennen. Insofern erscheint es fraglich, inwiefern der Verordnungsgeber nach § 93 Nr. 8 EEG 2014 regeln kann, welche registrierten Angaben im Internet zu veröffentlichen sind. Durch die eindeutige gesetzliche Vorgabe der vollständigen Veröffentlichung kann aber etwa eine kürzere als monatliche Aktualisierung vorgesehen werden.

Die zentrale Bedeutung des Anlagenregisters wird durch die sanktionierende Rechtsfolge des § 25 Abs. 1 EEG 2014 deutlich, wonach sowohl für die Dauer der nicht erfolgten Übermittlung nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung (Nr. 1) als auch bei Nichtmitteilung einer Leistungserhöhung (Nr. 2) der anzulegende Wert auf Null reduziert wird. In letzterem Fall jedoch beschränkt auf die erhöhte Leistung[1484]. Für den Fall, dass ein Gesamtanlagenregister nach § 53b EnWG errichtet wird, erfüllt die Übermittlung der Daten die Verpflichtung[1485]. Dies wird erreicht, indem § 25 Abs. 1 EEG 2014 die Übermittlung nach Maßgabe der Verordnung gem. § 93 EEG 2014 erfordert. Anders als im Regierungsentwurf[1486] wird nicht bereits im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014, sondern erst auf Verordnungsebene geregelt, an wen die Daten übermittelt werden müssen[1487].

Die Anlagenregisterverordnung regelt gem. § 26 Abs. 2 EEG 2014 auch die Veröffentlichungen, die für die Absenkung der anzulegenden Werte notwendig sind. Dabei ist gem. § 26 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2014 für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse für jeden Kalendermonat bis zum Ende des Folgemonats nach Maßgabe der Anlagenregisterverordnung die Summe der installierten Leistung der Anlagen, die in diesem Zeitraum als in Betrieb genommen worden sind (lit. a), zu veröffentlichen. Zudem ist die Summe der installierten Leistung zu veröffentlichen, die nach dem 31. Juli 2014 erstmalig in Anlagen in Betrieb gesetzt wird, die vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind (lit. b).

[1481] BT-Drs. 18/1308, S. 173.
[1482] BT-Drs. 18/1308, S. 173.
[1483] Ohne Zustimmung des Bundesrates, § 93 EEG 2014.
[1484] Vgl. „soweit", § 25 I Nr. 2 EEG 2014.
[1485] BT-Drs. 18/1891, S. 194.
[1486] Vgl. BT-Drs. 18/1891, S. 38.
[1487] BT-Drs. 18/1891, S. 215.

2. Weitere Informationspflichten nach EEG 2014

Für Anlagen[1488], also auch Biomasseanlagen, die ab dem 1. Januar 2016 in Betrieb genommen[1489] werden, bestimmt § 24 Abs. 1 EEG 2014 eine verringerte Förderung nach mindestens sechs aufeinander folgenden Stunden mit negativen Preisen am Spotmarkt der EPEX Spot in Paris. Zur Umsetzung dieser Verringerung sind Anlagenbetreiber gem. § 24 Abs. 2 EEG 2014 verpflichtet, dem Netzbetreiber mitzuteilen, welche Strommengen im Zeitraum nach § 24 Abs. 1 EEG 2014 eingespeist wurden.

3. Informationspflichten nach EEG 2012

Die vorherige Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2012 enthält eine Reihe von Mitteilungs- und Informationspflichten, von denen insbesondere § 33i und § 46 Nr. 2 EEG 2012 ausdrücklich Biomassebezug besitzen, indem sie Biogasanlagenbetreiber verpflichten. Soweit diese die Flexibilisierungsprämie gem. § 33i Abs. 1 EEG 2012 verlangen, setzt dies gem. § 33i Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012 voraus, dass – neben der Absicht, die Flexibilisierungsprämie in Anspruch nehmen zu wollen – der Anlagenstandort und die installierte Leistung der BNetzA (lit. a) oder einem zum Betrieb eines allgemeinen Anlagenregisters verpflichteten Dritten (lit. b) gemeldet wird.

§ 46 Nr. 2 EEG 2012 verpflichtet Anlagenbetreiber[1490] von Biogasanlagen die Art und Menge der Einsatzstoffe der einzelnen Einsatzstoffklassen, Angaben zur Wärmenutzung, eingesetzte KWK-Technologien sowie zum Gülleeinsatz an den Netzbetreiber zu übermitteln. Dabei handelt es sich um zivilrechtliche Auskunftsansprüche, die jene Informationen zum Inhalt haben, welche dem Netzbetreiber bereits nach § 45 Satz 1 EEG 2012 vom Anlagenbetreiber zu Verfügung gestellt werden müssen[1491]. Nach § 45 Satz 1 EEG 2012 sind Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtet, einander die für den bundesweiten Ausgleich nach den §§ 34 bis 39 EEG 2012 jeweils erforderlichen Daten, insbesondere die in den §§ 46 bis 50 EEG 2012 genannten, unverzüglich zur Verfügung zu stellen. Daher ging der Gesetzgeber davon aus, dass die ausdrückliche Aufnahme der Verpflichtung rein deklaratorisch ist[1492]. Die Angaben entsprechen den Vergütungsvoraussetzungen und sind teilweise bereits im Einsatzstofftagebuch festzuhalten[1493]. In der besonderen Hervorhebung

[1488] Soweit es sich nicht um Demonstrationsanlagen handelt, § 24 III Nr. 3 EEG 2014.
[1489] Anlagen mit Inbetriebnahme vor dem 1.1.2016 werden gem. § 24 III Nr. 1 EEG 2014 vom Anwendungsbereich der Absätze 1 und 2 des § 24 EEG 2014 ausgenommen.
[1490] Und Anlagenbetreiberinnen.
[1491] *P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 46 Rn. 1.
[1492] BT-Drs. 16/8145, S. 68.
[1493] *H. Posser/S. Altenschmidt,* in: W. Frenz/H.-J.Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 46 Rn. 5.

der Pflichten für Biogasanlagenbetreiber lässt sich ein Instrument zur Missbrauchsvorbeugung sehen[1494].

III. BImSchG – Bundes-Immissionsschutzgesetz

Das Bundes-Immissionsschutzsgesetz enthält verschiedene, z.T. bußgeldbewehrte[1495], Mitteilungs- und Informationspflichten, von denen § 37c BImSchG ausdrücklich Biomassebezug besitzt. Gem. § 37c Abs. 1 Satz 1 BImSchG haben die gem. § 37a Abs. 1 Satz 1 BImSchG zur Beimischung von Biokraftstoffen Verpflichteten[1496] der zuständigen Stelle[1497] bis zum 15. April eines Jahres die in Verkehr gebrachte Menge Otto- und Dieselkraftstoff sowie die in Verkehr gebrachte Menge Biokraftstoff mitzuteilen. Diese Mitteilungspflichten schaffen die Möglichkeit, die Einhaltung der materiellen Beimischungspflicht behördlich zu überwachen[1498]. Da die Beimischungspflicht selbst nicht direkt zu erzwingen ist[1499], soll die Mitteilungspflicht die Grundlage für die Festsetzung der sanktionierend wirkenden[1500] Fehlbetragsabgabe bilden[1501]. Die große Bedeutung der Mitteilungspflicht lässt sich bereits daran erkennen, dass die Verletzung der Mitteilungspflicht gem. § 62 Abs. 1 Nr. 9 BImSchG eine Ordnungswidrigkeit darstellt.

IV. EEWärmeG – Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz

Zur Erfüllung der Vorbildfunktion hinsichtlich der Nutzung von Wärme aus erneuerbaren Energien verpflichtet § 10a Satz 2 Nr. 1 EEWärmeG die öffentliche Hand, bis zu 15 Jahre nach Inbetriebnahme der Heizanlage die Erfüllung des vorgeschriebenen Mindestanteils an Erneuerbare-Energien-Wärme zu veröffentlichen. Da durch den Einsatz von Biomasse als Brennmaterial keine dem Gebäude von außen ersichtliche Änderung wiederfährt[1502], soll durch die lange Veröffentlichungsdauer der nachträgliche Verzicht auf Biomasse verhindert

---

[1494] *H. Posser/S. Altenschmidt,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 46 Rn. 5 mit Bezug auf BT-Drs. 17/6071, S. 95.
[1495] Vgl. § 62 I Nr. 9 BImSchG.
[1496] Gem. § 37a II 1 BImSchG also idR. der jeweilige Steuerschuldner iSd. EnergieStG.
[1497] Gem. § 37d I BImSchG wurde beim Hauptzollamt Frankfurt/Oder mit Dienstsitz in Cottbus die Biokraftstoffquotenstelle eingerichtet.
[1498] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37c BImSchG Rn. 1.
[1499] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37c BImSchG Rn. 7.
[1500] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37c BImSchG Rn. 7.
[1501] *M. Röckinghausen,* in: R. Landmann/G. Rohmer (Hrsg.), Umweltrecht, 73. EGL, August 2014, § 37c BImSchG Rn. 11.
[1502] *G. Wustlich,* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), 81. EGL, Juli 2014, § 10a EEWärmeG Rn. 14.

werden[1503]. Die Verpflichteten sind die in § 2 Abs. 1 Nr. 6 EEWärmeG als öffentliche Hand legaldefinierten.

V. EnergieStG – Energiesteuergesetz

Um die Effekte der Steuerentlastung für bestimmte Biokraftstoffe gem. § 50 Abs. 1 EnergieStG beurteilen zu können, ist das Bundesfinanzministerium unter Beteiligung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft, des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie und des Bundesumweltministeriums verpflichtet, einen jährlichen Bericht an den Bundestag über die Markteinführung der Biokraftstoffe und die Entwicklung der Preise für Biomasse und Rohöl sowie die Kraft- und Heizstoffpreise vorzulegen.

Die Hersteller von Biokraftstoffen sind zwar nicht zur Mitteilung, aber zum Vorhalten und zur Vorlage auf Verlangen der für den Bericht erforderlichen Daten verpflichtet, § 50 Abs. 6 EnergieStG.

VI. GasNZV – Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen

Im Rahmen eines Monitorings der Auswirkungen der Sonderregelungen für die Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz ist die Bundesnetzagentur gem. § 37 Satz 2 GasNZV zur jährlichen Vorlage eines Berichts verpflichtet. In diesem sind das Erreichen der Ziele nach § 31 GasNZV – also die Einspeisung des in Deutschland bestehenden Biogaspotenzials von 6 Milliarden Kubikmetern jährlich bis 2020 und 10 Milliarden Kubikmetern jährlich bis zum Jahr 2030 in das Erdgasnetz zu ermöglichen – die Kostenstruktur für die Einspeisung von Biogas, die erzielbaren Erlöse, die Kostenbelastung der Netze und Speicher sowie die Notwendigkeit von Musterverträgen zu untersuchen, § 37 Satz 3 GasNZV.

VII. AusglMechV – Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus

Die Ausgleichsmechanismusverordnung enthält verschiedene Mitteilungs- und Informationspflichten, von denen § 7 Abs. 1 Nr. 2 ausdrücklich Biomassebezug besitzt. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) werden danach verpflichtet, die am vortägigen Spotmarkt einer Börse vermarkteten Strommengen aus Biomasse zu veröffentlichen. Da es sich bei der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber um ein Kernstück des Ausgleichmechanismus handelt[1504], umfasst die Ermächtigungsgrundlage für die AusglMechV, § 91 EEG 2014

[1503] *G. Wustlich,* in: W. Danner/C. Theobald (Hrsg.), 81. EGL, Juli 2014, § 10a EEWärmeG Rn. 13.
[1504] *T. Schomerus,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 64c Rn. 8.

(zuvor § 64c EEG 2012), ausdrücklich die Ermächtigung zur Regelung der Überwachung der Vermarktung, § 91 Nr. 1 lit. b 2014. Die Verpflichtung zur tagesscharfen Veröffentlichung der Vermarktungsmengen bildet die Datengrundlage, die gem. § 2 AusglMechV verpflichtende Day-ahead-Vermarktung[1505] am Spotmarkt zu überwachen[1506]. Die konkreten Veröffentlichungspflichten tragen zugleich dem Transparenzgebot des § 59 EEG 2014 Rechnung[1507].

F. Gesamtfazit des Arbeitspakets

Die Untersuchungen dieses Arbeitspakets haben zunächst die nationalen Rechtssetzungkompetenzen zur Regelung von Sachverhalten betreffend die energetische Biomassenutzung aufgezeigt. Verfassungsrechtlich folgen die Gesetzgebungskompetenzen für die einschlägigen Gesetze überwiegend entweder aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Recht der Wirtschaft) oder aus Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 Alt. 2 GG (Luftreinhaltung) und in seltenen Fällen, wie dem Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz, aus einer Doppelstützung beider Gesetzgebungskompetenzen des Bundes. Auf das Recht der Wirtschaft werden das Energiewirtschaftsgesetz, das Gesetz über Energiedienstleistungen, das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie das Energieeinsparungsgesetz gestützt. Auf Grundlage der Kompetentz für das Recht der Luftreinhaltung hat der Bund das Bundes-Immissionsschutzgesetz, die verschiedenen Fassungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz erlassen. Neben den beiden hauptsächlich einschlägigen verfassungsrechtlichen Rechtssetzungskompetenzen sind das Energiesteuergesetz und das Stromsteuergesetz durch Art. 105 Abs. 2 GG im Wege der konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz des Bundes erlassen worden.

Die Bundesgesetze, nämlich das Energiewirtschaftsgesetz, das Erneuerbare-Energien-Gesetz, das Bundes-Immissionsschutzgesetz und das Energieeinsparungsgesetz, enthalten wiederum eine Vielzahl von Verordnungsermächtigungen, von denen die Exekutive mehrfach Gebrauch gemacht hat.

Bereits die sodann in Abschnitt C. festgestellten diversen Begriffsbestimmungen der *Biomasse* und der ihr verwandten Formen (Biogas, Gas aus Biomasse, Biomethan, Bioethanol, Biokraftstoffe) haben angedeutet, wie vielschichtig der sie regelnde Rechtsrahmen sein muss und letztlich auch ist. Naturwissenschaftlich handelt es sich bei *Biomasse* um einen Sammelbegriff für organisches Material, nämlich der Gesamtheit aller Organismen einschließlich der von ihnen produzierten organischen Substanz an einem Ort, und lässt sich über die pflanzliche Photosynthese auf eine Umwandlung von Sonnenlicht in organische Materie zurückfüh-

[1505] *P. Salje*, EEG 2012, 6. Aufl., § 64c S. 1429.
[1506] *T. Schomerus,* in: W. Frenz/H.-J. Müggenborg (Hrsg.), EEG, 3. Aufl., § 64c Rn. 8.
[1507] *G. Hendrich/S. Ahnsehl*, in: S. Gerstner, Grundzüge des Rechts der Erneuerbaren Energien, 1. Aufl., Kapitel 6, Rn. 38.

ren. Rechtlich wird der Begriff als Hauptbegriff *Biomasse* mit geringen Variationen in den Regelungsmaterien verwendet. Dabei ist der Begriff in der europäischen Richtlinie 2009/28/EG mit der Formulierung *„(…) den biologisch abbaubaren Teil von Erzeugnissen, Abfällen und Reststoffen der Landwirtschaft mit biologischem Ursprung (…) sowie den biologisch abbaubaren Teil von Abfällen aus Industrie und Haushalten*“ weiter gefasst, als im nationalen Recht, wo die – ausführliche – aber engere Begriffsbestimmung der Biomasseverordnung durch Verweisungen für eine Vielzahl von Regelungsregimen maßgeblich ist. § 2 Abs. 1 BiomasseV definiert Biomasse als „*Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt*“.

Im Übrigen ist die Verwendung des Begriffs *Biomasse* dadurch gekennzeichnet, dass dieser entweder im jeweiligen Normwerk selbst legaldefiniert ist, auf die Definitionen anderer Regelwerke verwiesen wird, das Verständnis des Begriffs vorausgesetzt wird oder der Begriff lediglich genannt wird ohne näher bestimmt zu werden.

Bei den gasförmigen Biomasseformen Biogas und Biomethan kann festgestellt werden, dass das Begriffsverständnis von Biomethan im Erneuerbare-Energien-Gesetz und im Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz deckungsgleich ist. Bei der Defintion von Biogas liegt jedoch eine erhebliche Diskrepanz zwischen den beiden maßgeblichen Regelwerken Energiewirtschaftsgesetz und Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 vor. § 3 Nr. 10c EnWG definiert Biogas erheblich anders als § 5 Nr. 7 EEG 2014, nämlich wesentlich weitgehender und fasst auch durch Elektrolyse erzeugten Wasserstoff sowie daraus synthetisch erzeugtes Methan unter den Begriff. Eine bewusste Abstimmung der Begriffe aufeinander ist dabei nicht zu erkennen, wobei die weite Begriffsfassung des Energiewirtschaftsgesetzes erforderlich ist, um in den auf ihr beruhenden Verordnungen, insbesondere der Gasnetzzugangsverordnung, die Einspeiseprivilegien für Wasserstoff und Biomethan zu ermöglichen.

Neben den genannten gasförmigen Biomasseformen existieren ferner auf euorpäischer und nationaler Ebene Begriffsdefinitionen für flüssige und feste Bioenergieträger.

Die Aufarbeitung des Rechtsrahmens der energetischen Biomassenutzung im Hinblick auf die Förderung entlang der gesamten Wertschöpfungskette und in mehreren Nutzungspfaden hat insgesamt ein hochkomplexes, vielschichtiges Instrumentengeflecht offenbart, dass sowohl auf europäischer, wie vor allem auf nationaler Ebene, in den verschiedensten Regelungsmaterien ansetzt und verankert ist. Zur – im weiten Sinne – verstandenen Förderung der energetischen Biomassenutzung findet nahezu das gesamte klassische umweltenergierechtliche Instrumentarium Anwendung – das Ordnungsrecht, ökonomische Anreize, Planungsrecht und Informationsrechte. Die sich aus dem Instrumentmix bereits ergebende Komplexität der Rechtsmaterie wird dabei durch die Mehrebenenstruktur auf der Gesetzgebungsseite (Europäische Union, Bund, Länder, Kommunen) und durch die sektoralen Wechselwirkungen zwischen den Energiesektoren Strom, Wärme/Kälte und Mobilität noch er-

höht. Es kann festgehalten werden, dass bei der Förderung finanzielle Anreize, also die indirekte Verhaltenssteuerung, überwiegen, wobei die Förderinstrumente allerdings von ordnungsrechtlichen Regelungen flankiert werden, um bspw. Naturschutz oder Immissionsschutz zu gewährleisten. Besonders auf der Wertschöpfungsstufe des Einsatzes der aus Biomasse erzeugten Energie, also im Gebäudesektor für die Wärmenutzung oder im Verkehrsbereich als Biokraftstoffe, existieren mehrere ordnungsrechtliche Instrumente, wie zum einen die Energieeinsparverordnung und das Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz und andererseits die im Bundes-Immissionsschutzgesetz geregelten Biokraftstoffquoten.

Der Schwerpunkt der Förderung liegt bzw. lag bis zur Geltung des Erneuerbare-Energien-Gesetz 2014 dabei auf den gasförmigen Biomasseformen Biogas und Biomethan in allen drei Energiesektoren. Der energetische Einsatz fester Biomasse wird neben Erneuerbare-Energien-Gesetz zur Stromerzeugung vornehmlich im Wärmesektor, und dort teilweise noch ordnungsrechtlich, eher unterreguliert. Die Förderung der flüssigen Biomasse erfolgte in der Vergangenheit wechselhaft und ist gewollt rückläufig.

Trotz der Komplexität des Rechtsrahmens kann insgesamt konstatiert werden, dass die Förderung der energetischen Biomassenutzung keine echten Normwidersprüche und keine unverhältnismäßige Belastungskumulation entwickelt hat. Überwiegend erscheint die Instrumentenwahl aufeinander abgestimmt und der Regelungsrahmen ist als in sich stimmig zu erachten. Zu den Einzelnheiten der Bewertung wird auf die Zusammenfassung in D.VIII verwiesen.