

TEXTE

89/2015

Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG

Status-quo-Analyse, Reformmodellanalyse und
Fördervorschlag

TEXTE 89/2015

Projektnummer 31 151
UBA-FB 002222

Fördervorschläge für Biogas- Bestandsanlagen im EEG

Status-quo-Analyse, Reformmodellanalyse und Fördervorschlag

von

Rechtsanwalt Jens Vollprecht, Dipl.-Forstw. (Univ.)
Rechtsanwältin Silvia Reichelt
Rechtsanwalt Dr. Christian Rühr

Becker Büttner Held, Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater, Berlin
und

Dipl.-Ing. (FH) Uwe Holzhammer
Dipl.-Wirtsch.-Ing. Manuel Stelzer
M. Sc. Henning Hahn

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber:

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
info@umweltbundesamt.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt.de

 /umweltbundesamt

Durchführung der Studie:

Becker Büttner Held, Rechtsanwälte Wirtschaftsprüfer Steuerberater,
Magazinstraße 15 - 16, 10179 Berlin

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
(Unterauftragnehmer), Königstor 59, 34119 Kassel

Abschlussdatum:

2014

Redaktion:

Fachgebiet I 2.3 Erneuerbare Energien
Reinhard Herbener

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen/foerdervorschlaege-fuer-biogas-bestandsanlagen-im>

ISSN 1862-4804

Dessau-Roßlau, Oktober 2015

Das diesem Bericht zu Grunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit unter der Projektnummer 31 151 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung

Gegenstand des Vorhabens „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ ist die Untersuchung des erreichten Ausbaustandes von Biogas-Bestandsanlagen und deren Betriebsweise. Ausgehend von grundlegenden Bewertungskriterien bzgl. der Nachhaltigkeit, der energiewirtschaftlichen Effizienz und der rechtlichen Planungssicherheit werden bestehende Hemmnisse für die Flexibilisierung dieser Anlagen und Herausforderungen im aktuellen Fördersystem identifiziert und geprüft, in wie weit diese durch Änderungen beseitigt werden können. Vor dem Hintergrund von Reformansätzen Dritter entwickeln die Gutachter einen eigenen Vorschlag zur Förderung der Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen im EEG.

Die Diskussionen zur notwendigen Flexibilität des Energiesystems mit weiter steigenden Anteilen an fluktuierenden Erneuerbaren Energien sind aktuell nicht abgeschlossen. Es ist offen, welche der vielen Optionen in welchem Umfang zukünftig zum Ausgleich der fluktuierenden Erneuerbaren Energien und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen herangezogen werden.

Aus aktueller Sicht scheint es – unter Berücksichtigung der durch das Umweltbundesamt formulierten Ansprüche an die energetische Biomassenutzung – zielführend, die Stromproduktion mittels Biomasse nur in Zeiten erfolgen zu lassen, in denen geringe Strommengen aus Wind- und Photovoltaikanlagen zur Deckung des Strombedarfs zur Verfügung stehen. Diese Herangehensweise berücksichtigt die begrenzte Verfügbarkeit von Biomasse zur energetischen Nutzung. Aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten ist es ebenso von besonderer Bedeutung, die Stromerzeugung aus Biomasse auch in diesen Zeiten effizient zu gestalten, um z.B. den Flächenbedarf zur Erzeugung der Einsatzstoffe für Biogas-Bestandsanlagen so gering wie möglich zu halten.

Es zeigt sich, dass unter den bestehenden wirtschaftlichen, technischen, ökologischen und rechtlichen Rahmenbedingungen und Anreizen derzeit eine weitere Effizienzsteigerung, eine Reduzierung des Einsatzes von Anbaubiomasse (insbesondere Biogasmais) und eine stärkere Flexibilisierung im gewünschten Maß nicht erreicht werden können. Auf Basis eines Positionspapiers des Umweltbundesamtes zur Biomassenutzung,¹ der Ergebnisse einer durchgeführten Status-Quo-Analyse sowie einer Begutachtung der im Jahr 2013 diskutierten Reformmodellansätze zur Änderung des EEG werden Fördervorschläge für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen entwickelt und ein Gesetzestext zur Umsetzung dieser Fördervorschläge im EEG entworfen.

Es werden zwei grundsätzliche, optional wählbare Ansätze unterschieden, auf welche die Betreiber/-innen von Biogas-Bestandsanlagen in Abhängigkeit von ihrer individuellen Situation zurückgreifen können. Zum einen für Betreiber/-innen von Biogas-Bestandsanlagen, die eine Flexibilisierung **ohne** Erhöhung der elektrisch installierten Leistung vornehmen (sog. *NeuFlex*) und zum anderen für Betreiber/-innen, die eine Flexibilisierung **mit** Erhöhung der elektrisch installierten Leistung durchführen (sog. *StandardFlex*). In beiden Ansätzen kann eine Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen werden, um diese Betriebsweise wirtschaftlich umzusetzen. Darüber hinaus wird darauf geachtet, dass sich die absoluten jährlichen EEG-Förderkosten für die Förderung der flexibilisierten Biogas-Bestandsanlagen nicht wesentlich erhöhen.²

¹ Umweltbundesamt (Hrsg.) (2012).

² Vermiedene Netzentgelte wurden in die Betrachtung der EEG-Förderkosten nicht einbezogen.

Bei dem Ansatz *NeuFlex* wird die höchste Bemessungsleistung ermittelt, welche die Anlage jemals erreicht hat (sog. Höchstbemessungsleistung). Um einen Anspruch auf die *NeuFlex* zu haben, darf u.a. die Bemessungsleistung der Anlage maximal 75 % der Höchstbemessungsleistung erreichen. Der Vergütungszeitraum wird bei diesem Ansatz verlängert, indem dieser nicht – wie bislang – in Jahren bemessen wird, sondern die vergütungsfähige Strommenge festgelegt ist (sog. Vergütungsstreckung). Die sog. Kapazitätskomponente beträgt dabei 190 €/kW_{el} (bezogen auf die ermittelte Zusatzleistung) und Jahr. Die Prämie kann max. zehn Jahre gewährt werden. Durch diesen Vorschlag können die notwendige Höhe der Kapazitätskomponente sowie die absoluten jährlichen EEG-Förderkosten begrenzt werden.

Der Ansatz *StandardFlex* ermöglicht es, die höchste Bemessungsleistung, welche die Anlage jemals erreicht hat, weiter bereit zu stellen. Die vorgeschlagene Kapazitätskomponente bleibt bei 130 €/kW_{el} und Jahr, wie es schon durch das EEG 2012 vorgesehen wird. Als Option innerhalb des Ansatzes *StandardFlex* gibt es die Variante *StandardFlexPlus* für kleinere Anlagen mit einer maximalen Bemessungsleistung von 150 kW_{el}. Die Kapazitätskomponente wird hier auf 190 €/kW_{el} und Jahr, bezogen auf die zusätzlich installierte elektrische Leistung, erhöht. Die Kapazitätskomponente kann weiterhin über den Zeitraum von zehn Jahren bezogen werden.

Flankiert werden beide Ansätze mit der Aufhebung des Ausschließlichkeitsprinzips beim Einsatz nachwachsender Rohstoffe, wodurch insbesondere der Einsatz von Reststoffen erleichtert wird. Es wird von den Gutachtern erwartet, dass dadurch Energiepflanzen als Substrat an Bedeutung verlieren. Darüber hinaus wird den Anlagenbetreiber/-innen die Möglichkeit eröffnet, 15 % des selbst produzierten Stroms am Standort der Anlage zu nutzen. Die Anlagen müssen somit den produzierten Strom nicht vollständig direkt vermarkten, sondern sind in die Lage versetzt, nur 85 % in das öffentliche Netz einspeisen zu müssen. Zudem können Anlagenbetreiber/-innen den bestehenden Netzverknüpfungspunkt auch in den Fällen nutzen, in denen dieser nicht der gesetzliche Netzverknüpfungspunkt im Sinne des EEG ist und eine Wahl dieses Punktes rechtsmissbräuchlich wäre. Voraussetzung dafür ist ein Verzicht auf den Ausbau des Netzes, der auch nur temporär sein kann. Damit können eine optimierte Nutzung bestehender Netzkapazitäten erreicht und Netzausbaukosten eingespart werden.

Die Gutachter wurden nach dem Abschluss ihrer Bearbeitung (20.02.2014) in Ergänzung zu der ersten Aufgabenstellung gebeten, den erarbeiteten Fördervorschlag mit dem Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom 08.04.2014 zu einem „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ (BR-Drs. 157/14 sowie BT-Drs. 18/1304) schlagwortartig in Tabellenform zu vergleichen. Dies sollte nur im Hinblick auf die Regelungen zum Netzanschluss (§ 8 EEG 2014-E) und zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen (§ 52 EEG 2014-E i.V.m. Anlage 3) erfolgen. Europarechtliche und verfassungsrechtliche Aspekte sollten dabei nicht berücksichtigt werden.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	5
Abbildungsverzeichnis.....	7
Tabellenverzeichnis.....	10
Abkürzungen	11
1 Zusammenfassung	13
1.1 Leitende Fragestellung und Bewertungskriterien	13
1.2 Status-quo-Analyse	15
1.3 Reformmodellanalyse	16
1.4 Fördervorschlag	17
1.5 Fazit	26
1.6 Vergleich: Fördervorschlag BBH/IWES vs. EEG 2014-E (Kabinettsbeschluss) mit dem Fokus auf Biogas-Bestandsanlagen	27
2 Einführung.....	33
2.1 Das Spannungsfeld der Bioenergieförderung.....	33
2.2 Energiewirtschaftlicher Hintergrund bei der Förderung von Biogas-Bestandsanlagen	33
2.3 Die Rolle von Biomasse- bzw. Biogasanlagen in der zukünftigen Stromversorgung	36
2.4 Leitende Fragestellungen und Bewertungskriterien.....	40
3 Status-quo-Analyse	43
3.1 Technische, wirtschaftliche und ökologische Analyse	43
3.1.1 Technische Analyse	43
3.1.2 Wirtschaftliche Analyse.....	48
3.1.3 Ökologische Analyse	70
3.2 Rechtliche Analyse.....	73
3.2.1 Anreize im EEG für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen	73
3.2.2 Rechtliche Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen, insbesondere aus dem EEG	75
3.2.3 Anreize im EEG für den Einsatz nicht vorteilhafter Rohstoffe	85
3.2.4 Anreize im EEG für den effizienten Einsatz von Biomasse	86
3.3 Ergebnisse zur Status-quo-Analyse.....	87
3.3.1 Technische, ökonomische und ökologische Hemmnisse und Herausforderungen bei der Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen	87
3.3.2 Rechtliche Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen.....	92
3.3.3 Anreize im EEG für den Einsatz nicht vorteilhafter Rohstoffe	93

3.3.4	Anreize im EEG für den effizienten Einsatz von Biomasse	94
4	Reformmodellanalyse.....	95
4.1	In die Untersuchung einbezogene Reformmodelle	95
4.2	Übersicht relevanter Reformmodellansätze	96
4.3	Technische, ökonomische, ökologische Bewertung der Reformmodellansätze	97
4.3.1	Relevante systematische Ansätze zur Reform der Stromerzeugung in Biogas- Bestandsanlagen.....	97
4.3.2	Technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung	99
4.4	Bewertung der rechtlichen Umsetzbarkeit einzelner Reformmodellvorschläge.....	102
4.4.1	Unionsrechtliche Vorgaben	103
4.4.2	Vereinbarkeit mit grundgesetzlichen Vorgaben.....	108
4.4.3	Anwendung der rechtlichen Vorgaben auf die (verbliebenen) Reformmodell-Vorschläge.....	121
4.5	Ergebnisse zur Reformmodellanalyse	122
4.5.1	Technische, ökonomische und ökologische Bewertung der Reformmodelle.....	122
4.5.2	Rechtliche Bewertung der Reformmodelle.....	124
5	Fördervorschlag.....	127
5.1	Grundsätzliche Überlegungen	127
5.2	Prinzipieller Ansatz des Fördervorschlags.....	128
5.2.1	Vorschlag „NeuFlex“: Absenken der Bemessungsleistung bei konstanter installierter Leistung	129
5.2.2	Vorschlag „StandardFlex“: Erhöhung der installierten Leistung bei gleichbleibender Bemessungsleistung (Anpassungen zum EEG 2012).....	131
5.2.3	Flankierung der aufgezeigten Förderungsvorschläge	133
5.2.4	Zusammenfassung und wesentliche Effekte des Fördervorschlags.....	134
5.3	Der Fördervorschlag im Detail.....	136
5.3.1	Wirtschaftliche Betrachtung.....	136
5.3.2	Technische Betrachtung	151
5.3.3	Ökologische Betrachtung	153
5.3.4	Rechtliche Betrachtung	154
5.4	Konkrete Ausgestaltung des Fördervorschlags	155
6	Vergleich: Fördervorschlag BBH/IWES vs. EEG 2014-E (Kabinettsbeschluss) mit dem Fokus auf Biogas-Bestandsanlagen	165
7	Quellenverzeichnis.....	171

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Graphische Darstellung des Reformvorschlags für die Weiterentwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biogas-Bestandsanlagen auf Grundlage des durch das EEG 2012 eingeführten Mechanismus (Flexibilitätsprämie).....	19
Abbildung 2:	Bioenergieförderung im Spannungsfeld (Darstellung IWES, 2014).....	33
Abbildung 3:	Darstellung der VLH von Kraftwerken auf Basis der genutzten Energieträger für das Jahr 2012.....	34
Abbildung 4:	Struktur der Strombereitstellung aus EE in Deutschland im Jahr 2012	36
Abbildung 5:	Entwicklung der Stromproduktion aus Biogas in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2012	49
Abbildung 6:	Entwicklung der Direktvermarktung von Strom aus Biomasse seit dem Januar 2012 (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014) an.).....	50
Abbildung 7:	Aufteilung der Biomasseanlagenleistung in der Direktvermarktung mittels der Marktprämie nach Aggregatzustand	51
Abbildung 8:	Anzahl der Biomasseanlagen in der Direktvermarktung, in Abhängigkeit der Anlagenleistungsgruppen (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.)	52
Abbildung 9:	Leistung der Biomasseanlagen in der Direktvermarktung, in Abhängigkeit der Anlagenleistungsgruppen (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.)	54
Abbildung 10:	Anzahl der Biomasseanlagen, die sich in der DV befinden und ab 2012 in Betrieb gegangen sind. (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.)	55
Abbildung 11:	Regelzonen der ÜNB in Deutschland (links); Aufteilung der gesamten installierten Leistung von Biomasseanlagen von ca. 3.145 MW _{el} zu den einzelnen Regelzonen (rechts).....	56
Abbildung 12:	Aufteilung der gesamten Anlagen nach Anlagenleistung und Anlagenanzahl in Abhängigkeit der einzelnen Netzanschlussebenen (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.).....	57
Abbildung 13:	Geographische Verteilung der Anlagenanzahl und Anlagengröße den Postleitzahlen zugeordnet.....	58
Abbildung 14:	Entwicklung des Abrufes von Anlagen (Biogas und Biomethan), welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch	

	nehmen (Quelle: Darstellung Fraunhofer IWES (2014) in Anlehnung an BNetzA, Stand Februar 2014)) 59	59
Abbildung 15:	Anlagengrößenstrukturen von Biogas- und Biomethananlagen, welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch nehmen (Quelle: Darstellung Fraunhofer IWES (2014) in Anlehnung an BNetzA, Stand Februar (2014)) 60	60
Abbildung 16:	Spezifische Kosten Tragluftspeicher (Quelle: Darstellung Fraunhofer IWES (2013)) 66	66
Abbildung 17:	Preisunterschied zwischen den teuersten Stunden und dem Tagesdurchschnittspreis (Baseload) sowie das theoretische Erlössteigerungspotential ohne Berücksichtigung eines Prognosefehlers (Quelle: Darstellung Fraunhofer IWES (2014): Datenbasis EPEX Spot (Auktionshandel vom 01.01.2013 bis 31.12.2013))..... 69	69
Abbildung 18:	Übersicht der spezifischen Kosten in Relation zu den Erlösen für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Bemessungsleistung 500 kW _{el} ; installierte Leistung 1.100 kW _{el}) 70	70
Abbildung 19:	Grundsätzliche Systematik und Einflussgrößen bei der Ermittlung und Optimierung der Betriebsweise einer flexiblen Biogasanlage, angereizt durch die Flexibilitätsprämie (Darstellung IWES, 2014)..... 128	128
Abbildung 20:	Graphische Darstellung des Reformvorschlags für die Weiterentwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biogas-Bestandsanlagen auf Grundlage des durch das EEG 2012 eingeführten Mechanismus (Flexibilitätsprämie)..... 135	135
Abbildung 21:	Kosten- und Erlösstrukturen einer Biogas-Bestandsanlage bei Absenkung der Bemessungsleistung von 500 kW _{el} auf 75 % und einer NeuFlex-Prämie von 190 €/kW _{el} (bezogen auf P _{Zusatz})..... 140	140
Abbildung 22:	Spezifische Erhöhung der Vergütung durch den <i>NeuFlex</i> -Ansatz und der Kapazitätskomponente auf 190 €/kW _{el} in Abhängigkeit der Absenkung der Bemessungsleistung im Vergleich zur Höchstbemessungsleistung 141	141
Abbildung 23:	Vergleich der jährlichen EEG-Umlagekosten der gewählten Beispielanlage bei Nutzung der Kapazitätskomponente im <i>NeuFlex</i> -Ansatz in der Höhe von 190 €/kW..... 142	142
Abbildung 24:	Spezifische Mehrerlöse durch die <i>StandardFlex</i> -Prämie bei einer Biogas-Bestandsanlage mit einer festgeschriebenen Bemessungsleistung von 500 kW _{el} im StandardFlex-Betrieb am Beispiel einer Kapazitätserweiterung auf 1.100 kW _{el} und 1.600 kW _{el} und in Abhängigkeit der VLH 144	144
Abbildung 25:	Vergleich der jährlichen EEG-Umlagekosten der gewählten Beispielanlage mit 500 kW _{el} Bemessungsleistung im <i>StandardFlex</i> -Fall bei Nutzung der Kapazitätskomponente in der Höhe von 130 €/kW _{el} (bezogen auf P _{Zusatz}) 145	145

Abbildung 26:	Kosten- und Erlösstrukturen einer Bestands-Biogasanlage bei der Vergrößerung der installierten Kapazität von 167 kW _{el} auf 310 kW _{el} und der StandardFlexPlus-Prämie mit einer Kapazitätskomponente von 190 €/kW zusätzlich installierter Leistung	147
Abbildung 27:	Spezifische Erlöse über die <i>StandardFlexPlus</i> -Prämie bei einer kleinen Biogas-Bestandsanlage mit einer festgeschriebenen Bemessungsleistung von 150 kW _{el} im StandardFlexPlus-Betrieb (Kapazitätskomponente 190 €/kW _{el}).....	148
Abbildung 28:	Vergleich der jährlichen EEG-Umlagekosten der gewählten Beispielanlage mit 150 kW _{el} Bemessungsleistung bei Nutzung der Kapazitätskomponente im StandardFlexPlus-Fall in der Höhe von 190 €/kW _{el}	149

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Vergleich des Reformvorschlags von BBH/IWES mit dem EEG 2014-E (Kabinettsentwurf)	28
Tabelle 2:	Residuallastschwankungen aufgrund unterschiedlicher Einflussgrößen	44
Tabelle 3:	Dynamische Kennwerte thermischer konventioneller Kraftwerke.....	45
Tabelle 4:	Rahmenparameter für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei einer Bestands-Biogasanlage bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012; Bemessungsleistung 500 kW _{el} ; installierte Leistung 1.100 kW _{el}	69
Tabelle 5:	Übersicht der Vor- und Nachteile der grundsätzlich-systematischen Reformmodellvorschläge	123
Tabelle 6:	Rahmenparameter zur Bestimmung der Kosten- und Erlösstrukturen im <i>NeuFlex</i> -Betrieb	139
Tabelle 7:	Rahmenparameter zur Bestimmung der spezifischen Mehrerlöse im <i>StandardFlex</i> -Betrieb	143
Tabelle 8:	Rahmenparameter zur Bestimmung der Kosten- und Erlösstrukturen im <i>StandardFlexPlus</i> -Betrieb	146
Tabelle 9:	Vergleich des Reformvorschlags von BBH/IWES mit dem EEG 2014-E (Kabinettsentwurf)	166

Abkürzungen

Abs.	Absatz
AEUV	Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union
AP	Arbeitspreis
Art.	Artikel
Aufl.	Auflage
BauGB	Baugesetzbuch
BBH	Becker Büttner Held
BGA	Biogasanlage
BGH	Bundesgerichtshof
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Realtorsicherheit
BNetzA	Bundesnetzagentur
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EE-RL	Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 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
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Jahresangabe: jeweilige Fassung)
Elt-RL	Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG
ESK	Einsatzstoffklasse
EU	Europäische Union
EuGH	Europäischer Gerichtshof
EUV	Vertrag über die Europäische Union
EV	Einspeisevergütung
fEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
FM	Frischmasse
GG	Grundgesetz
GW	Gigawatt
h	Stunden

HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
IWES	Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung
LP	Leistungspreis
MS	Mittelspannung
MRL	Minutenreserveleistung
MRU	must run unit
MW	Megawatt
Nawaro	Nachwachsende Rohstoffe
NS	Niederspannung
p.a.	pro Jahr
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
RL	Regelleistung
SDL	Systemdienstleistung(en)
SRL	Sekundärregelleistung
UBA	Umweltbundesamt
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VLH	Volllaststunden
VNB	Verteilernetzbetreiber
WEA	Windenergieanlage

1 Zusammenfassung

Die Kanzlei Becker Büttner Held und das Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik untersuchen im Auftrag des Umweltbundesamts im Rahmen des Vorhabens „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“, ob und wie Biogas-Bestandsanlagen zukünftig flexibler in die Stromerzeugung eingebunden werden können. Es soll sichergestellt werden, dass diese Flexibilisierung unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten erfolgt. Die Ergebnisse der Untersuchung sollen dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie sowie dem UBA bei den Diskussionen um eine Novellierung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien als unterstützende Grundlage dienen.

Eingangs werden in Kapitel 1 zunächst die Ergebnisse der Untersuchung zusammengefasst. Die Zusammenfassung schließt einen Vergleich des eigenen Fördervorschlags mit dem Kabinettsentwurf der Bundesregierung zur Novellierung des EEG vom 08.04.2014 (BR-Drs. 157/14 sowie BT-Drs. 18/1304) – mit dem Fokus auf die Förderung der Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen – ein. Als Einführung wird in Kapitel 2 des Gutachtens das Spannungsfeld der Bioenergieförderung diskutiert, energiewirtschaftliche Hintergründe werden aufgezeigt und die mögliche Rolle von Biomasse- bzw. Biogasanlagen in der Zukunft skizziert. Darauf aufbauend werden zentrale Fragestellungen und Bewertungskriterien definiert. Anschließend werden in Kapitel 3 im Rahmen einer Status-quo-Analyse der aktuelle Stand, sowie Herausforderungen und Hemmnisse aus technischer, wirtschaftlicher, ökologischer und rechtlicher Sicht beschrieben. Der Fokus liegt dabei auf der Betriebsweise von Biogas-Bestandsanlagen und deren Weiterentwicklung hin zu einer bedarfsorientierten Stromproduktion. Kapitel 4 befasst sich mit der Analyse bereits existierender Reformmodellvorschläge. In Kapitel 5 wird ein eigener Fördervorschlag erarbeitet, der auf den Ergebnissen vorangegangener Kapitel aufbaut und die Lösung der definierten leitenden Fragestellungen und Kriterien adressiert. Zur Umsetzung des Vorschlags wird ein Gesetzesvorschlag für das EEG entwickelt. Dieser Fördervorschlag wird schließlich in Kapitel 6 mit dem Kabinettsentwurf der Bundesregierung zur Novellierung des EEG verglichen.

1.1 Leitende Fragestellung und Bewertungskriterien

Gegenstand des Vorhabens „Fördervorschläge für Biogas-Bestandsanlagen im EEG“ ist die Untersuchung des erreichten Ausbaustandes von Biogas-Bestandsanlagen und deren Betriebsweise. Ausgehend von grundlegenden Bewertungskriterien bzgl. der Nachhaltigkeit, der technischen und (energie-) wirtschaftlichen Effizienz und rechtlichen Bedingungen werden Hemmnisse und Herausforderungen im bestehenden Fördersystem innerhalb einer Status-quo-Analyse identifiziert. Vor dem Hintergrund von Reformmodellansätzen Dritter entwickeln die Gutachter einen eigenen Vorschlag zur Förderung von Biogas-Bestandsanlagen.

Das Gutachten geht in seiner Analyse von Biogas-Bestandsanlagen und bei der Entwicklung des Fördervorschlags insbesondere folgenden leitenden Fragestellungen nach:

1. Wie kann die Nutzung von Biomasse durch Biogas-Bestandsanlagen nachhaltiger, d.h. mit weniger Einsatz von Anbaubiomasse, insbesondere „Biogasmais“, realisiert werden?
2. Wie kann der Biogas-Bestandsanlagenpark und dessen Betriebsweise bei durchschnittlich gleichbleibenden absoluten EEG-Förderkosten pro Anlage weiterentwickelt werden? Vermiedene Netzentgelte bleiben bei der Betrachtung der EEG-Förderkosten unberücksichtigt.

3. Wie könnten Biogas-Bestandsanlagen ihren Beitrag im Energiesystem zur Integration der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (im Folgenden: fEE) im Rahmen der Energiewende verbessern?
4. Wie kann die Betriebsweise des Anlagenbestandes rechtssicher auf die zukünftigen Anforderungen angepasst und dabei der Bestandschutz vollumfänglich gewährleistet werden?

Um die vorgestellten leitenden Fragestellungen zu beantworten und adäquate Lösungsvorschläge zu entwickeln, werden übergeordnete Kriterien definiert, welche als „Ankerpunkte“ und Leitfaden innerhalb dieses Gutachtens dienen und innerhalb der Arbeit detailliert aufgeschlüsselt sind:

Umweltverträglichkeit: Die Bereitstellung und Nutzung der Bioenergie in Biogas-Bestandsanlagen müssen möglichst umweltverträglich erfolgen und Nachhaltigkeitskriterien gerecht werden. Dies kann höhere Kosten rechtfertigen.

Energiewirtschaftliche Aspekte: Der Betrieb und mögliche Erweiterungen von Biogas-Bestandsanlagen sollten kosteneffizient unter Berücksichtigung der weiter vorgestellten Kriterien erfolgen. Die Stromerzeugung der Bestandsanlagen sollte deshalb soweit wie möglich einen Beitrag zur Integration der fEE leisten. Dafür ist insbesondere eine bedarfsorientierte Stromerzeugung und die Bereitstellung von Systemdienstleistung (im Folgenden: SDL) eine wichtige Voraussetzung. Mit Blick auf den Biogas-Anlagenbestand und unter Beachtung des Bestandsschutzes geht es aus Sicht der Kosteneffizienz unter Berücksichtigung der weiter genannten Aspekte um Folgendes:

- Es erfolgt **keine Stromproduktion während hohe Strommengen aus Windenergieanlagen und Photovoltaikanlagen** (im Folgenden: PV-Anlagen) im Netz sind und die Nachfrage an Strom gering ist (geringe Residuallast). Vielfach werden heute Biogasbestandsanlagen sehr unflexibel und mit einer sehr hohen Auslastung betrieben, so dass sie auch in Zeiten mit hohem Stromangebot aus Wind und PV einspeisen. Sie stellen dadurch de facto must-run-units dar, die die Integration der fEE erschweren. Grundlaststrom aus Biogas sollte somit als **erneuerbare must run unit** (im Folgenden: MRU) **zukünftig aufgelöst** werden.
- **Die Stromproduktion in Phasen mit geringen Strommengen aus Wind/PV** führt zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung aus EE. Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Möglichkeiten, die Stromproduktion zu flexibilisieren: Zum einen durch eine Absenkung der Bemessungsleistung³ (bei unveränderter installierter Anlagenleistung im Vergleich zur Grundlastbetriebsweise) und zum anderen durch eine gleichbleibende Bemessungsleistung (bei gleichzeitig höherer installierter Anlagenleistung im Vergleich zur Grundlastbetriebsweise).
- Die **Bereitstellung von SDL** sollte weiter ausgebaut werden: Positive RL durch Biogasanlagen in Phasen mit geringen Wind-/PV-Strommengen im Netz und mittels Bereitstellung von negativer RL durch Biogasanlagen in Phasen mit hohen Wind-/PV-Strommengen im Netz. Das Potential, **konventionelle MRU zu reduzieren**, sollte genutzt werden. Durch die Möglichkeiten der Reduzierung der MRU im

³ Die Bemessungsleistung ist die Jahresdurchschnittsleistung der Anlage und gibt damit Auskunft über die im Jahr produzierte Strommenge (Bemessungsleistung $P_{\text{bem}} = \text{eingespeiste Strommenge [kWh/a]}/8760 \text{ [h/a]}$).

Energieversorgungssystem gelingt es, die fEE besser in das System zu integrieren und zur Stromsenke zu transportieren.

- Soweit die Biogasanlagen sich nicht in **Regionen mit hoher Nutzungskonkurrenz von Mais** befinden, könnte die Stromproduktion mit zusätzlicher Leistung verstärkt werden und in Zeiten erfolgen, in denen geringe Mengen an Strom aus Wind und Sonne zur Verfügung stehen. Biogasanlagen können so die Residuallast bedienen und verstärkt Systemdienstleistungen bereitstellen.

Politische und sozioökonomische Aspekte: Die Förderung von Biogas-Bestandsanlagen ist einem bereits beschriebenen Spannungsfeld unterworfen, das von verschiedensten Interessen geprägt wird. Dazu gehören im politischen und sozioökonomischen Sinne die Berücksichtigung der EEG-Förderkosten, der Bestandsschutz sowie die Planbarkeit und Kontinuität in der Fördersystematik.

- **Keine Erhöhung der jährlichen absoluten Förderkosten:** Anpassungen bei der Förderung von Biogas-Bestandsanlagen sollen zu keiner Erhöhung der absoluten jährlichen EEG-Förderkosten, bezogen auf die durchschnittliche Anlage, führen. Die Kosten für den Stromkunden, der die EEG-Umlage bezahlen muss, sollten sich nicht wesentlich ändern bzw. erhöhen.
- **Bestandsschutz:** Der Bestandsschutz für Biogasanlagen soll unangetastet bleiben. Veränderungsvorschläge für die Förderung sollten optional sein und müssen aus Sicht des Anlagenbetreibers attraktiv ausgestaltet sein, um betriebswirtschaftlich akzeptable Ergebnisse zu erzielen. Dies scheint für den weiteren Ausbau der EE von besonderer Bedeutung, da sich nur durch diese Verlässlichkeit des Förderrahmens Investitionen mit verhältnismäßig geringen Risikoaufschlägen realisieren lassen. Das technische Potential der getätigten Investitionen (gebundenes Kapital) im Anlagenbestand sollte unter Berücksichtigung der beschriebenen Kriterien mobilisiert und (technisch) effizient genutzt werden.
- **Planbarkeit und Kontinuität in der Fördersystematik:** Die Inanspruchnahme und die gesamtsystematische Wirkung bestimmter Fördermechanismen sind mit einem oft zeitintensiven Lern- und Entwicklungsprozess verbunden, welche die Branchenakteure zunächst durchlaufen müssen. Die erarbeiteten Vorschläge sollten sich deshalb an den historisch und über die Jahre entwickelten Fördermechanismen orientieren und Instrumente wie die bereits eingeführte Markt- und Flexibilitätsprämie nutzen. Dadurch kann auf Erfahrungen des Wirkungsmechanismus aufgebaut und vorhandene Branchenerfahrungen können genutzt werden.

1.2 Status-quo-Analyse

Mit insgesamt ca. 7.500 Biogasanlagen und einer installierten Leistung von ca. 3,2 GW_{el} hat die Stromproduktion aus Biogas in Deutschland ca. 17,7 % der erneuerbaren Stromproduktion im Jahr 2012 ausgemacht. Diese Stromerzeugung hat in den letzten Jahren, insbesondere seit 2005, stark zugenommen und wird zu einem weit überwiegenden Teil im Grundlastbetrieb erzeugt. D. h., die Stromproduktion erfolgt im Tages-, Wochen- und auch im Jahresverlauf nahezu gleichmäßig. Gleichzeitig ist in den letzten Jahren die Stromerzeugung aus fEE ebenfalls stark gewachsen, so dass die EE im Jahr 2013 knapp 25 % des gesamten Strombedarfs gedeckt haben. Der Beitrag an gesicherter Leistung aus EE wird weit überwiegend durch Biogasanlagen bzw. Biomasseanlagen bereitgestellt, da die installierte Leistung der fluktuierenden Erneuerbaren Energien nur zu einem geringen Anteil als gesichert gelten kann. Diese Entwicklung führt

allerdings zu der Notwendigkeit, die zukünftige Stromerzeugungsstruktur insbesondere aus Biogas weiter zu entwickeln und an diese neuen Bedingungen anzupassen.

Zur Stromerzeugung aus Biogas wird Biomasse unterschiedlicher Herkunft verwendet. In den letzten Jahren hat der Einsatz von Energiepflanzen als Einsatzstoff stark zugenommen. Besonders hohen Zuwachs hat der „Biogasmais“ erfahren. Insbesondere in Regionen mit hoher Viehdichte und damit verbundener Maisnachfrage wird der zusätzliche Maisanbau durch Biogasanlagen beklagt. Die hohe Nachfrage führt in diesen Regionen z.T. zu einer Steigerung der Preise, was wiederum zu einer weiteren ökologisch bedenklichen Intensivierung des Anbaus der Biomasse führen kann. In manchen Regionen, meist Ackerbauregionen, kann der Bedarf an „Biogasmais“ z.T. aber auch zu einer Auflockerung der Fruchtfolge führen.

Das hohe Angebot an Strom aus Wind und Sonne führt in Zeiten mit hohem Windaufkommen bzw. starker Sonneneinstrahlung zu einem Preisverfall an der Strombörse. Teilweise ist das Angebot so groß, dass bei geringer Nachfrage die Preise an der Strombörse negativ sind. Dabei ist zu beobachten, dass die rund 7.500 Biogasanlagen in Deutschland bislang i. d. R. unabhängig von den aktuellen Strompreisen produzieren und damit auch eine weitere Einflussgröße für negative Strompreise sind.

Die herausgearbeiteten Hemmnisse in der Status-quo-Analyse zeigen, dass die Anlagenbetreiber/-innen innerhalb bestehender gesetzlicher Regelungen betriebswirtschaftlich nur wenige Möglichkeiten haben, auf gestiegene Substratpreise zu reagieren oder das mögliche Effizienzsteigerungspotential ausreichend zu nutzen. Viele Anlagenbetreiber/-innen sind in diesen Fällen gezwungen, die Auslastung der Anlage zu erhöhen, um mit den zusätzlichen Einnahmen über die verkauften Strommengen auf die gestiegenen Preise reagieren zu können. In diesem Zusammenhang kann es zu Verlusten bei der energetischen Effizienz kommen. Gelegentlich wird auch die Wärmenutzung mit unterschiedlichen, zum Teil fragwürdigen Konzepten gesteigert, um so Mehrerlöse zu erlangen. Mit der bereits eingeführten Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012 ist es zudem nur in Einzelfällen wirtschaftlich, die Bemessungsleistung abzusenken und die Anlage flexibel zu betreiben, um so auf eine hohe Nutzungskonkurrenz zu reagieren.

Knapp 50 % der elektrischen Biogasanlagenleistung und die mittels dieser Anlagen produzierten Strommengen werden zum Februar 2014 an der Strombörse vermarktet. Die Anlagenbetreiber/-innen in der Direktvermarktung sind somit unmittelbar mit den Strompreisschwankungen konfrontiert. Aufgrund von notwendigen Investitionen, rechtlichen Unsicherheiten und geringen Erfahrungswerten sind lediglich ca. 13 % dieser Anlagen⁴ (bezogen auf die elektrische Anschlussleistung innerhalb der Direktvermarktung mit Stand Februar 2014) innerhalb der Flexibilitätsprämie gem. dem EEG 2012 gemeldet und in der Lage, in relevantem Umfang auf den allgemeinen Strombedarf bzw. auf Preisschwankungen an der Strombörse zu reagieren.

1.3 Reformmodellanalyse

Die aktuelle Diskussion über die notwendige Veränderung, Anpassung und Weiterentwicklung der Förderung der Erneuerbaren Energien durch das EEG adressierte zum Teil auch die Stromerzeugung aus Biogas. Einige Vorschläge gehen nur am Rande, andere direkt auf die Stromerzeugung aus Biogas ein. Allerdings berücksichtigen die geprüften Vorschläge die beschriebenen Kriterien für die zukünftige Förderung der Bestandsanlagen aus Sicht der Gutachter nicht so detailliert, dass konkrete Regelungen analysiert werden können. Es können jedoch drei

⁴ Inkl. Biomethanstromerzeugungskapazitäten.

grundsätzliche, systematische Reformansätze herausgearbeitet werden, welche die beschriebenen Fragestellungen und Kriterien tangieren und bestimmte Systemfunktionen von Biogas-Bestandsanlagen anreizen:

- Festlegung einer reinen Arbeitspreisvergütung und der VLH;
- Festlegung eines reinen Leistungspreises und ein fixes Verhältnis zwischen installierter Leistung und Jahresdurchschnittsleistung;
- eine Kombination von Leistungs- und Arbeitspreis und Fortführung der Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012.

Prinzipiell enthalten die grundlegenden Reformmodellansätze zur Förderung von Biogasbestandsanlagen die Nutzung von Arbeitspreis- und Leistungspreismodellen oder eine Kombination dieser. Innerhalb der Reformmodellanalyse kommen die Gutachter zu dem Schluss, dass sich gegenwärtig kein elementarer Vorteil ergibt, wenn sich die Förderung zur Deckung der Mehrkosten für die Anlagenbetreiber/-innen nur auf einen Arbeitspreis oder nur auf einen Leistungspreis stützt. Das derzeit bestehende Fördersystem würde verlassen werden. Die Kombination beider Ansätze scheint deshalb weiterhin erstrebenswert. Die Flexibilitätsprämie, wie sie im EEG 2012 mit einer Kombination von Leistungs- und Arbeitspreis eingeführt wurde, gilt es deshalb weiter zu entwickeln, um bestehenden Herausforderungen und Hemmnissen mit Hinblick auf die Bewertungskriterien gerecht zu werden. Der Fördervorschlag greift diesen Ansatz zur Weiterentwicklung im Sinne einer Verbesserung der gesetzlichen Regelungen auf.

1.4 Fördervorschlag

Die Kernforderung des neuen Vorschlags, den Biomassebedarf der Bestandsanlagen nicht zu steigern, soll ein zentrales Element darstellen und für die Betreiber/-innen von Biogas-Bestandsanlagen im EEG 2014 eine freiwillige Option darstellen. Die Betreiber/-innen von Bestandsanlagen können die vorgeschlagenen Fördermechanismen nutzen, wenn der Biomassebedarf in Zukunft nicht ansteigt. Dies wird durch das „Einfrieren“ der jährlich am Anlagenstandort produzierten Strommenge auf das historisch höchste Niveau erreicht. Die ermittelte Höchstbemessungsleistung führt zu einer Begrenzung der eingesetzten Biomassemenge an den betreffenden Standorten auf das historisch höchste Niveau. Dadurch ist eine Erhöhung der Nachfrage nach Biomasse durch den Biogasanlagenbestand, die die vorgeschlagenen neuen Fördermechanismen nützen, ausgeschlossen. Darüber hinaus wird ein zusätzlicher Anreiz eingeführt die Anlage mit weniger Biomasse (bedarfsorientiert) zu betreiben. Weiter gilt es, die energetisch genutzte Biomasse technisch möglichst effizient, also z.B. in einem möglichst hohen KWK-Anteil und in Stromerzeugungseinheiten mit hohen Wirkungsgraden einzusetzen. Würde in Zukunft eine gleichbleibende Strommenge unterstellt, so kann mittels Effizienzsteigerungsmaßnahmen (insbesondere durch Wirkungsgradsteigerungen und durch eine verstärkte Wärmeausnutzung) der Biomassebedarf reduziert werden.

Die vorgeschlagenen Regelungen sind aufbauend auf dem EEG 2012 konzipiert, um die Erfahrungen mit diesem bestehenden System zu nutzen. Die Marktprämie und die damit notwendige Direktvermarktung des Stroms ist ebenso Bestandteil des Fördervorschlags wie die ebenfalls 2012 eingeführte Flexibilitätsprämie mit der Kapazitätskomponente in Höhe von 130 €/kW_{el}. Der Strompreis wird auch in dem weiterentwickelten Fördervorschlag als Steuersignal für den Anlagenbetrieb genutzt. Ein Fördermechanismus ist notwendig, da die erzielbaren Mehrerlöse, die sich aus den Preisunterschieden zwischen Hoch- und Niedrigpreisphasen ergeben, nicht ausreichen, um die Stromerzeugungsanlagen so umzurüsten, dass sie auf Knappheitssignale reagieren können.

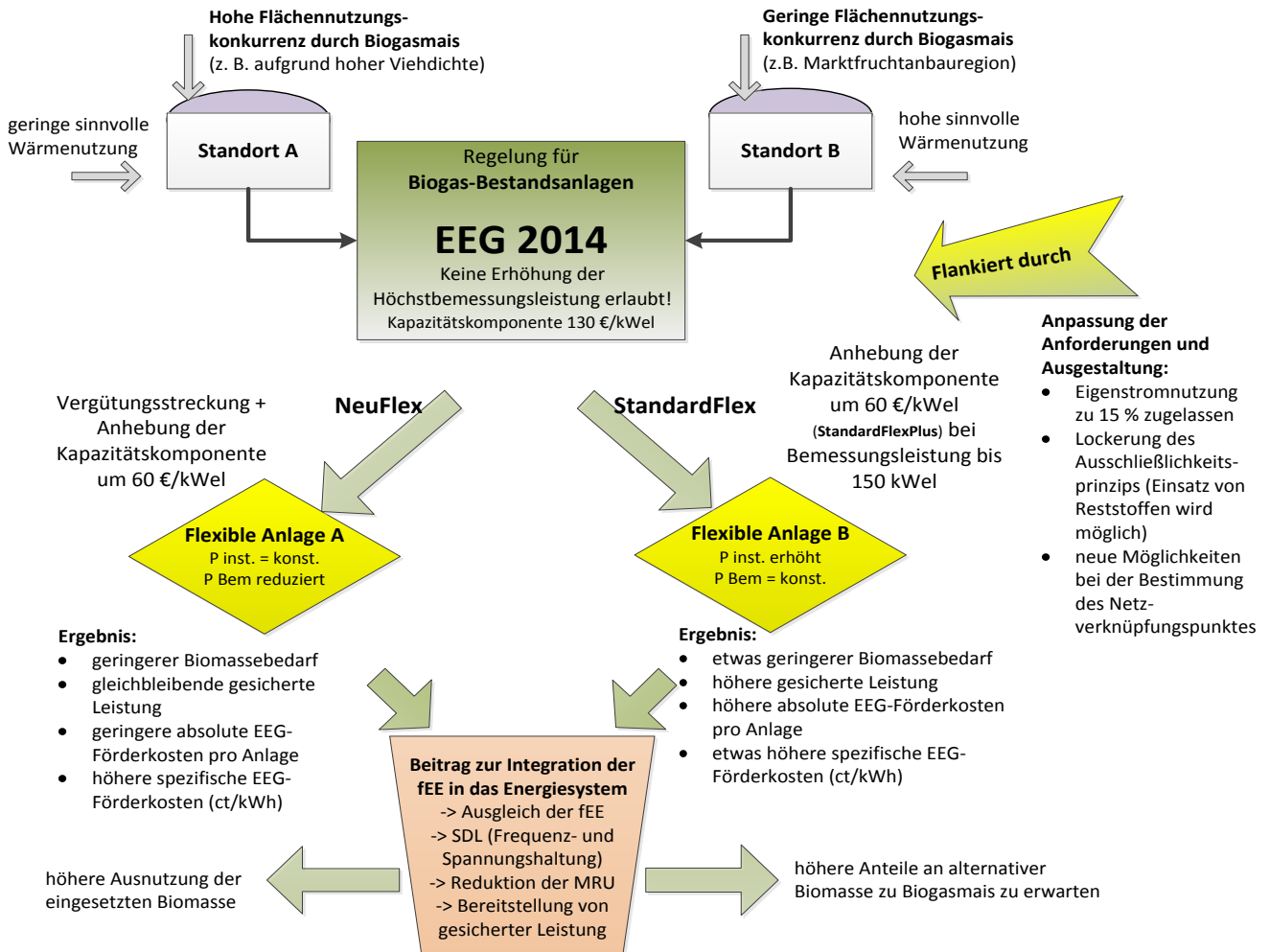
Der Fördervorschlag beinhaltet zwei Ansätze, die zwischen Anlagen an unterschiedlichen Standorten differenzieren: Zum einen sind Standorte vorzufinden, die eine geringe sinnvolle Wärmenutzung aufweisen und sich z.T. in Regionen befinden, die durch eine hohe Nachfrage nach Energiepflanzen (insbesondere Silomais) gekennzeichnet sind (Standort A). Hier könnte es sich als zielführend erweisen, die Höchstbemessungsleistung bei gleichbleibender installierter Leistung abzusenken. Die Höchstbemessungsleistung ist die höchste Bemessungsleistung, welche die Anlage jemals erreicht hat. Für die Ermittlung der Bemessungsleistung wird – verkürzt gesagt – die in einem Kalenderjahr erzeugte Strommenge durch die Jahresstundenzahl (i. d. R. 8.760 h) geteilt. Zum anderen gibt es Anlagenstandorte, an denen eine relevante Menge an Wärme veräußert wird und die sich in Ackerbauregionen befinden, die einen geringen Anteil an Mais in der Fruchtfolge haben (Standort B). An solchen Standorten kann die Bemessungsleistung tendenziell gleich bleiben und Flexibilisierungspotenziale könnten durch zusätzliche installierte Stromerzeugungskapazitäten realisiert werden.

Es kann auch Standorte geben, die sich zwischen den beiden beschriebenen Gegebenheiten bewegen und bei denen die Aspekte unterschiedlich stark ausgeprägt sind. Die Entscheidung, wie die Anlage betrieben wird, fällen die Anlagenbetreiber/-innen. Diese Entscheidung wird auf Basis einer betriebswirtschaftlichen Optimierung getroffen, die den Strommarkt, den Systemdienstleistungsmarkt, den Wärmemarkt und den Substratmarkt berücksichtigt. Dabei werden die technischen Möglichkeiten der Anlagen an den individuellen Anlagenstandorten berücksichtigt. Der Fördervorschlag unterstellt, dass die Anlagenbetreiber/-innen nach ökonomischen Grundsätzen handeln und Zugang zu den einschlägigen Informationen für die betriebswirtschaftliche Optimierung haben. Die Gutachter haben es sich mit dem vorgestellten Fördervorschlag zur Aufgabe gemacht, für die beiden beschriebenen Anlagenstandorte in ausreichendem Umfang Anreize zu setzen, damit die Anlagenbetreiber/-innen differenziert auf Vor-Ort-Gegebenheiten reagieren können. Dadurch kann die Stromproduktion in Abhängigkeit der nachhaltig verfügbaren Biomasse und des Strombedarfs verändert werden. Gleichzeitig beinhaltet der Vorschlag Anreize, technische Effizienzsteigerungs- und Reststoffpotentiale zu mobilisieren und die getätigten Investitionen in die Anlagentechnik zu nutzen.

Um dies zu erreichen, wurden Anreizmodelle entwickelt, die an den Regelungen zur Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 ansetzen und somit eine Weiterentwicklung darstellen. Dafür spricht auch, dass die Branchenakteure mit den prinzipiellen Modalitäten dieses bereits bestehenden Fördermechanismus vertraut sind. Neue Unsicherheiten sollen vermieden und bestehende Regelungen angepasst werden.

Die Abbildung 1 fasst das Gesamtkonzept des im Folgenden beschriebenen Fördervorschlags zusammen.

Abbildung 1: Graphische Darstellung des Reformvorschlags für die Weiterentwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biogas-Bestandsanlagen auf Grundlage des durch das EEG 2012 eingeführten Mechanismus (Flexibilitätsprämie)



Der erste Ansatz, nachfolgend „*NeuFlex*“ genannt, ermöglicht es Betreiber/-innen von Anlagen an Standorten mit sehr hohen Substratpreisen (und somit hoher Biomasse-Nachfrage), das Betriebskonzept zu ändern und weniger Strom zu produzieren (Absenkung der Bemessungsleistung). Dieses Konzept wirkt dem Anreiz entgegen, die bestehenden Biogasanlagen trotz hoher regionaler Biomasse-Nutzungskonkurrenz (und damit verbundenen hohen Substratpreisen) möglichst stark auszulasten, um betriebswirtschaftlich akzeptable Ergebnisse zu erzielen. Die Strombereitstellung soll bedarfsorientiert und in Abhängigkeit der an der Strombörse erzielbaren (hohen) Preise und somit bei hoher Nachfrage an Strom erfolgen. Die Anlagenbetreiber/-innen müssen ihren Strom dafür direkt vermarkten. Dies wird durch eine Erhöhung der Kapazitätskomponente (aktuell 130 €/kW_{el}) um 60 €/kW_{el} auf 190 €/kW_{el} und mit einer Ausweitung der Vergütungsdauer erreicht. Die Verlängerung des Förderzeitraums wird erreicht, indem auf Basis der Höchstbemessungsleistung prognostiziert wird, wie viel Strom in dem verbleibenden Vergütungszeitraum erzeugt wird. Diese „Reststrommengen“ werden finanziell gefördert, maximal jedoch nur über einen Zeitraum von zehn Jahren nach der Flexibilisierung. Dadurch wird es möglich, die notwendige Förderung, die für die Reduzierung der jährlichen Bemessungsleistung notwendig ist, auf 190 €/kW zu begrenzen. Ohne Vergütungstreckung müsste die notwendige Förderung über die Kapazitätskomponente wesentlich höher ausfallen (Aspekt: Be-

grenzung der absoluten EEG-Förderkosten). Die Anlagen produzieren somit in ihrer (dann verlängerten) Betriebszeit die geplanten Strommengen, allerdings in Abhängigkeit der Reduzierung der jährlichen Strommenge. Die Reduzierung der jährlichen Bemessungsleistung beeinflusst dementsprechend die Länge des Förderzeitraums. Die Biogasanlagen können somit gemäß ihres technischen Zustandes, der Konzeption (technischen Möglichkeiten) und der Finanzierungsbedingungen weiter genutzt werden (Aspekt: Nutzung der getätigten Investition). Diese zwei Maßnahmen können Anreize setzen, die Anlage im Jahresverlauf geringer auszulasten und auf (hochpreisige) Biomasse zu verzichten. Der Vorschlag zielt darauf ab, die Kosten für den produzierten Strom (und für die jährliche EEG-Umlage) gering zu halten, was besonders durch die Vergütungszeitverlängerung erreicht wird. Zudem wurden zur Bestimmung der Höhe der Kapazitätskomponente des *NeuFlex*-Ansatzes verhältnismäßig hohe Substratpreise unterstellt, die eine hohe Nutzungskonkurrenz beschreiben. Erst wenn dies eintritt, ist es für die Anlagenbetreiber/-innen betriebswirtschaftlich lukrativ, die Reduzierung der Bemessungsleistung umzusetzen und die höhere *NeuFlex*-Prämie in Anspruch zu nehmen. Würde die Kapazitätskomponente größer als 190 €/kW_{el} ausfallen, dann hätten Biogasanlagen an Standorten mit etwas weniger stark gestiegenen Substratpreisen auch den betriebswirtschaftlichen Anreiz, die Bemessungsleistung zu reduzieren. Dadurch würde dieser Anreiz weiter verstärkt. Die Stromproduktion kann durch die Reduzierung der Bemessungsleistung und die gleichbleibende installierte Leistung somit flexibel erfolgen. Der Erhöhung der Kapazitätskomponente durch die Inanspruchnahme von *NeuFlex* wird mit bestimmten Anforderungen an den Anlagenbetrieb verbunden. Um eine relevante Reduzierung des Biomassebedarfs zu erzielen und Mitnahmeeffekte zu begrenzen, fordert der *NeuFlex*-Ansatz eine Reduzierung der Bemessungsleistung auf maximal 75 %, bezogen auf die historische Bemessungsleistung. Die geringer ausgelasteten Fermenter eröffnen zudem das Potential, die eingesetzten Substrate besser auszunutzen (und mögliches Restgaspotential zu nutzen). Weiterhin können Substrate genutzt werden, die eine längere Zeit zur Vergärung (längere Verweilzeiten) benötigen.

Im zweiten Ansatz „*StandardFlex*“ bleibt der Anreiz aufrechterhalten, die Stromproduktion der Biogasanlagen mittels einer Leistungserhöhung zu flexibilisieren und am Strombedarf auszurichten. Allerdings werden die Strommengen, die an diesem Standort jährlich ins System eingebracht werden dürfen, auf die in der Vergangenheit erzeugte jährliche Menge (historische Bemessungsleistung) begrenzt. Die Erzeugungskapazität muss für die Flexibilisierung dementsprechend erhöht werden. Der Umfang der Erhöhung unterliegt innerhalb bestimmter Grenzen dem betriebswirtschaftlichen Kalkül der Anlagenbetreiber/-innen. Die Erhöhung der BHKW-Leistung ist in der Regel mit Wirkungsgraderhöhungen verbunden, die wiederum zu einer Reduzierung des Biomassebedarfs bei gleicher produzierter Strommenge führen. Diese Steigerung des Wirkungsgrades ist im unteren Leistungsbereich durch die Steigerung der Stromerzeugungskapazität besonders relevant, da eine Flexibilisierung kleinerer Biogasanlagen mit höheren spezifischen Kosten verbunden ist. Um den Anreiz zur Flexibilisierung für diese Anlagen zu schaffen, wird daher vorgeschlagen, die Kapazitätskomponente von 130 €/kW_{el} um 60 €/kW_{el} auf 190 €/kW_{el} (bezogen auf die zusätzlich installierte elektrische Leistung) zu erhöhen, wenn die historische Bemessungsleistung der Biogasanlage bis zu 150 kW_{el} beträgt. Nachfolgend wird dieser Ansatz als *StandardFlexPlus* bezeichnet. Dadurch können z.T. relevante Wirkungsgradsteigerungen und somit Effizienzsteigerungen bei der Biomasseausnutzung realisiert werden.

Die beiden Ansätze werden mit flankierenden Anpassungen und Anforderungen versehen. Dazu gehört z.B. die neu geschaffene Möglichkeit für Anlagenbetreiber/-innen, durch die Lockerung des strengen Nawaro-Ausschließlichkeitsprinzips z.B. organische Reststoffe oder ökologisch als positiv eingestufte Energiepflanzen einzusetzen.

Darüber hinaus müssen nur 85 % des produzierten Stroms ins öffentliche Netz eingespeist und direkt vermarktet werden. Die darüber hinaus gehenden Strommengen können z. B. selbst genutzt werden (anteilige Überschusseinspeisung). Die Anforderung des EEG 2012, dass der gesamte flexibel produzierte Strom direkt vermarktet werden muss, wird dadurch gelockert. Manche Anlagenkonzeptionen, insbesondere größere Anlagen, oder Anlagen die organische Abfälle einsetzen, nutzen regelmäßig den produzierten Strom selbst. Die Flexibilisierung dieser Anlagen führt somit bisher zu einem Verbot, den produzierten Strom selbst zu nutzen und dadurch zu höheren Betriebskosten über den dann notwendigen Bezug von (teurerem) Strom über Dritte. Die vorgeschlagene Regelung lässt erwarten, dass z. B. die Flexibilisierungspotentiale großer Biogas-Bestandsanlagen, die insbesondere preisgünstige organische Abfälle nutzen, besser mobilisiert werden können.

Zudem beinhaltet der Fördervorschlag neue Regelungen zum Wahlrecht der Anlagenbetreiber/-innen bezüglich des Netzverknüpfungspunktes. Falls der Netzanschluss an den gesetzlichen Verknüpfungspunkt für die Anlagenbetreiber/-innen mit hohen Netzanschlusskosten verbunden ist und am von den Anlagenbetreiber/-innen gewünschten Netzverknüpfungspunkt Netzausbaukosten entstehen, die für den Netzbetreiber zu nicht unerheblichen Mehrkosten gegenüber dem gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt führen, können die Anlagenbetreiber/-innen sich diesen Punkt trotzdem wünschen, vorausgesetzt, es wird auf den Netzausbau verzichtet. Dies kann für die Anlagenbetreiber/-innen eine wirtschaftlich attraktive Alternative darstellen, wenn sie aufgrund von Wind- oder PV-Einspeisungen in Zeiten mit wenig Wind bzw. wenig Sonne aufgrund der Flexibilisierung ihrer Anlage freie Kapazitäten nutzen können und damit keine Restriktionen für sie bei der Stromerzeugung aufgrund von Netzengpässen entstehen. Damit können auch Netzausbaukosten reduziert und eine Erhöhung der Netzentgelte reduziert werden. Der Verzicht ist temporär. Wenn sich die Netzsituation also ändern sollte, z.B. durch Zubau von Biomasseanlagen, kann von dem Verzicht Abstand genommen und die Anlage dann an den gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossen werden. Während der Zeit des Verzichts besteht kein Anspruch auf Entschädigungszahlungen aufgrund von Einspeisemanagementmaßnahmen. Dies wäre nicht sachgerecht.

Setzt eine Anlage den *NeuFlex*-Ansatz um, so führt die Betriebsweise und vorgeschlagene Vergütungsstruktur zu einer Erhöhung der Kosten für die produzierte spezifische Energie (kWh). Die Reduzierung der Bemessungsleistung führt zu einer um mind. 25 % verringerten Strommenge, die jährlich vergütet werden muss. Die jährlichen absoluten Förderkosten pro Anlage sinken, so dass die jährliche EEG-Umlage entlastet wird. Der *StandardFlex*- und der *StandardFlexPlus*-Ansatz führen zu höheren absoluten jährlichen Förderkosten pro Anlagenstandort. Im *StandardFlex*-Fall führen diese aber zu geringeren spezifischen Kostensteigerungen (bezogen auf den flexibel produzierten Strom) und sind somit im Vergleich mit anderen Flexibilitätsoptionen konkurrenzfähiger. Abhängig vom Ausmaß der Inanspruchnahme der einzelnen Flexibilisierungswege *NeuFlex* oder *StandardFlex* (Plus) kann es insgesamt entweder zu einer leichten Entlastung bis hin zu einer geringen Steigerung der absoluten jährlichen Förderkosten für den Biogasbestand kommen. Abhängig davon, in wie weit und in welcher Form die Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips genutzt wird, kann dies zu einer Absenkung der Kosten führen.

Durch beide Betriebskonzepte können die Beiträge von Biogas-Bestandsanlagen zur Energieversorgungssicherheit, insbesondere bei einem weiter steigenden Anteil der Stromerzeugung aus fEE, gesteigert werden. Zum einen sind die flexiblen Stromerzeugungseinheiten in der Lage, dem System gesicherte Leistung in Zeiten mit geringen Wind- und Sonnenstrommengen bereit zu stellen. Zum anderen kann eine relevante Erzeugungskapazität als RL angeboten werden, wobei ggf. auch verstärkt Blindleistung bereitgestellt werden kann. Durch die Flexibilisierung ist dementsprechend auch die Bereitstellung von positiver RL möglich. Es ist zu erwarten, dass

die Notwendigkeit des Betriebes von konventionellen Kraftwerken auf Grund der Bereitstellung von SDL reduziert werden kann.

Die vorgestellten Förderansätze wurden auf rechtliche Aspekte überprüft und mit folgenden Regelungen umgesetzt, wobei davon ausgegangen wird, dass die Grundstrukturen des EEG 2012 bei einer Novellierung fortgeführt werden:

[...]

§ 5 Anschluss

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(2) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind berechtigt, einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen. Wenn die dem Netzbetreiber hierdurch entstehenden Kosten nicht nur unerheblich über den Kosten eines Anschlusses an dem Verknüpfungspunkt nach Absatz 1 liegen, ist der Netzbetreiber zu einer Optimierung, einer Verstärkung und einem Ausbau des Netzes nicht verpflichtet, wenn der Generator mit technischen Einrichtungen im Sinne des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 ausgestattet ist und die Anlagenbetreiberinnen und -betreiber gegenüber dem Netzbetreiber schriftlich auf eine Optimierung, eine Verstärkung und einen Ausbau des Netzes verzichten. Von diesem Verzicht können Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber frühestens drei Jahre nach Zugang des Verzichts beim Netzbetreiber mit Wirkung für die Zukunft schriftlich gegenüber dem Netzbetreiber Abstand nehmen; in diesem Fall gilt die Abstandnahme als Netzanschlussbegehren nach § 5 Absatz 5.

[...]

§ 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung

(1) Netzbetreiber sind vorbehaltlich des § 11 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu übertragen und zu verteilen. Die Verpflichtung nach Satz 1 und die Verpflichtungen nach § 4 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 4 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sind gleichrangig.

[...]

(3) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen nicht, soweit Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber und Netzbetreiber unbeschadet des § 12 zur besseren Integration der Anlage in das Netz ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen. Ein Verzicht nach § 5 Absatz 2 Satz 2 gilt solange als vertragliche Vereinbarung nach Satz 1, bis die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber von diesem Verzicht Abstand nimmt und der Anschluss an den daraufhin ermittelten Verknüpfungspunkt im Sinne des § 5 erfolgt ist. Einer vertraglichen Vereinbarung nach Satz 1 steht ein Verzicht nach § 5 Absatz 2 Satz 2 gleich.

[...]

§ 33i Flexibilitätsprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas können bei einer Direktvermarktung in der Form des § 33b Nummer 1 oder 3 von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen,

1. wenn in dem jeweiligen Kalenderjahr mindestens 85 Prozent des in der Anlage erzeugten Stroms tatsächlich eingespeist und nach § 33b Nummer 1 oder 3 direkt vermarktet wird und für diesen Strom unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,

2. wenn die Bemessungsleistung der Anlage im Sinne der Nummer 1 der Anlage 5 zu diesem Gesetz mindestens das 0,2fache der installierten Leistung der Anlage beträgt,

3. sobald sie den Standort und die installierte Leistung sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemeldet haben an

a) die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder

b) einen Dritten, der zum Betrieb eines allgemeinen Anlagenregisters abweichend von Buchstabe a durch eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64e Nummer 2 verpflichtet worden ist oder der in einer solchen Verordnung als Adressat der Meldungen benannt worden ist, nach Maßgabe dieser Rechtsverordnung,

4. sobald eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist und

5. wenn in der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr in mindestens viertausend Viertelstunden je Viertelstunde eine Strommenge erzeugt wird, die multipliziert mit dem Faktor vier und bezogen auf eine Stunde nachweislich der installierten Leistung der Anlage entspricht (Höchstlastviertelstunden). Die Anzahl der erforderlichen Höchstlastviertelstunden reduziert sich, wenn die Anlage aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzungsarbeiten in dem jeweiligen Kalenderjahr in mehr als 672 zusammenhängenden Viertelstunden keinen Strom erzeugt; bei der Reduzierung wird jede über die 672 Viertelstunden hinausgehende und mit den 672 Viertelstunden zusammenhängende Viertelstunde, in der die Anlage aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzungsarbeiten keinen Strom erzeugt hat (Ausfallviertelstunden), berücksichtigt und die Anzahl der Höchstlastviertelstunden um die Anzahl der Ausfallviertelstunden reduziert.

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas dürfen abweichend von Absatz 1 Nummer 1 die Flexibilitätsprämie auch dann in Anspruch nehmen, wenn der Vergütungsanspruch nach § 16 nur deshalb nicht besteht, weil die Voraussetzungen des § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 oder § 27c Absatz 3 nicht erfüllt sind. Satz 1 gilt entsprechend, wenn der ursprüngliche Vergütungszeitraum abgelaufen ist und die Rechtsfolgen des § 68 Absatz 3 Satz 1 zweiter Halbsatz zuvor bereits eingetreten sind.

(3) Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich berechnet. Die Berechnung erfolgt für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung nach Maßgabe der Anlage 5 zu diesem Gesetz. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab mitteilen.

(5) Die Flexibilitätsprämie ist für die Dauer von zehn Jahren zu zahlen. Beginn der Frist ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung nach Absatz 4 folgenden Kalendermonats.

(6) Die Flexibilitätsprämie kann nach einem Wechsel in die Vergütung nach § 16 erneut beansprucht werden, wenn die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie erfüllt werden.

(7) § 22 gilt entsprechend.

[...]

§ 68 Flexibilisierung bestehender Anlagen ohne Erhöhung der installierten Leistung⁵

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind und deren installierte Leistung gegenüber der installierten Leistung am 31. Juli 2014 nach dem 31. Juli 2014 nicht erhöht wird, kann die Flexibilitätsprämie nach § 33i nach Maßgabe der folgenden Absätze nur in Anspruch genommen werden, wenn die Voraussetzungen der §§ 33a bis 33i erfüllt werden, die Bemessungsleistung der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr höchstens das 0,75-fache der Höchstbemessungsleistung der Anlage beträgt und dem Netzbetreiber diese Form der Flexibilisierung mitgeteilt wurde. Höchstbemessungsleistung ist die höchste Bemessungsleistung der Anlage seit ihrer Inbetriebnahme und vor dem 01.01.2014, bezogen auf die installierte Leistung der Anlage am 31. Juli 2014. Wurde die Anlage nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem 31. Dezember 2010 in Betrieb genommen oder wurde die installierte Leistung einer vor dem 1. Januar 2011 in Betrieb genommenen Anlage nach dem 31. Dezember 2010 erhöht, beträgt die Höchstbemessungsleistung 90 % der installierten Leistung der Anlage am 31. Juli 2014, es sei denn, die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber weist nach, dass die Höchstbemessungsleistung höher liegt. Eine Überschreitung des 0,75-fachen der Höchstbemessungsleistung in einem Kalenderjahr entgegen der Vorgaben in Satz 1 ist für dieses Kalenderjahr unschädlich, wenn die Summe der Bemessungsleistungen dieses Kalenderjahres und der zwei vorangegangenen Kalenderjahre das Dreifache der 0,75-fachen Höchstbemessungsleistung nicht überschreitet.

(2) Wenn und solange die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt werden, sind im Hinblick auf die Vergütung des Stroms aus der Anlage der am 31. Dezember 2011 geltende Inbetriebnahmebegriff und die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung nach Maßgabe der folgenden Absätze anzuwenden.

(3) Werden die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt, erhöht sich die Kapazitätskomponente „KK“ nach Nummer 2.3 Anlage 5 auf 190 Euro pro Kilowatt; zudem kann für den Strom aus der Anlage die Vergütung nach § 16 der für diese Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für die Strommenge beansprucht werden, die dem Produkt aus der Höchstbemessungsleistung und der ab dem Zeitpunkt nach § 33i Absatz 5 Satz 2 verbleibenden Vergütungsdauer in Stunden entspricht, maximal jedoch für zehn Kalenderjahre zusätzlich zu der für die Anlage geltenden Vergütungsdauer. Als verbleibende Vergütungsdauer nach Satz 2 gilt die Vergütungsdauer des zuerst in Betrieb gesetzten Generators der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde.

(4) Werden die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt und wurde für den Strom aus der Anlage vor dem 1. August 2014 der Bonus für nachwachsende Rohstoffe in Anspruch genommen, müs-

⁵ Diese Vorschrift regelt die Voraussetzungen und die Höhe für den Ansatz „*NeuFlex*“.

sen abweichend von Nummer I. 1. Buchstabe a Anlage 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung nicht ausschließlich nachwachsende Rohstoffe oder diese in Kombination mit pflanzlichen Nebenprodukten eingesetzt werden. § 2a der Biomasseverordnung in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung gilt abweichend von Nummer I. 3. Satz 1 und 2 Anlage 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung entsprechend. Die Sätze 1 und 2 gelten auch dann, wenn die Voraussetzungen des Absatz 1 nicht mehr erfüllt werden.

(5) Ab dem Zeitpunkt, ab dem die Voraussetzungen nach Absatz 1 erstmals erfüllt werden, kann die Vergütung nach § 16 der für die Anlage geltenden Fassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes nur noch bis zum 0,75-fachen der Höchstbemessungsleistung beansprucht werden. Im Fall des Absatz 1 Satz 4 kann die Vergütung nach § 16 der für die Anlage geltenden Fassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes bis zur Bemessungsleistung in dem Kalenderjahr beansprucht werden, wenn die Voraussetzungen des Absatz 1 Satz 4 erfüllt werden. Die Sätze 1 und 2 gelten auch dann, wenn die Voraussetzungen des Absatz 1 nicht mehr erfüllt werden.

(6) Die Absätze 1 bis 5 gelten nicht, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber für Strom aus der Anlage eine Flexibilitätsprämie nach § 33i des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung oder eine Flexibilitätsprämie nach § 69 in Anspruch genommen hat.

§ 69 Flexibilisierung bestehender Anlagen mit Erhöhung der installierten Leistung⁶

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas, die nach dem am 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind und deren installierte Leistung gegenüber der installierten Leistung am 31. Juli 2014 nach dem 31. Juli 2014 erhöht wird, kann die Flexibilitätsprämie nach § 33i nach Maßgabe der folgenden Absätze nur in Anspruch genommen werden, wenn die Voraussetzungen der §§ 33a bis 33i erfüllt werden, die Bemessungsleistung der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr die Höchstbemessungsleistung der Anlage nicht überschreitet und dem Netzbetreiber diese Form der Flexibilisierung mitgeteilt wurde. § 68 Absatz 1 Satz 2 und 3 und § 68 Absatz 2, 4 bis 5 gelten entsprechend.

(2) Werden die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt und beträgt die Höchstbemessungsleistung der Anlage bis zu 150 Kilowatt, erhöht sich die Kapazitätskomponente „KK“ im Sinne der Nummer 2.3 Anlage 5 auf 190 Euro pro Kilowatt.

(3) Die Absätze 1 bis 2 gelten nicht, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber für Strom aus der Anlage eine Flexibilitätsprämie nach § 33i des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung oder eine Flexibilitätsprämie nach § 68 in Anspruch genommen hat.

[...]

Anlage 5

Höhe der Flexibilitätsprämie

1. Begriffsbestimmungen

[...]

⁶ Diese Vorschrift regelt die Voraussetzungen und die Höhe für den Ansatz *StandardFlex*.

2. Berechnung

2.1 [...]

In einem Schaltjahr ist in der zuvor genannten Formel statt dem Wert 8.760 der Wert 8.784 zu verwenden.⁷

[...]

1.5 Fazit

Der Fördervorschlag liefert aus Sicht der Gutachter adäquate Antworten auf die leitenden Fragestellungen und berücksichtigt die formulierten Kriterien:

Im Hinblick auf die Frage, wie die Nutzung von Biomasse durch Biogas-Bestandsanlagen nachhaltiger, d.h. mit weniger Einsatz von Anbaubiomasse – insbesondere „Biogasmais“ – realisiert werden kann, ergibt sich folgendes Bild:

Eine nachhaltige Biomassenutzung für Biogasbestandsanlagen wird durch folgende Ansätze sichergestellt: Der Anlagenbetreiberin/dem Anlagenbetreiber stehen zwei Flexibilisierungsoptionen offen, die für typisierte Standorte entwickelt wurden. Dabei beinhalten alle Optionen die Anforderung, über den status-quo hinaus kein zusätzliches Substrat in Form von Anbaubiomasse zu nutzen.

Die Inanspruchnahme des Förderansatzes *NeuFlex* bewirkt im Gegenteil eine Reduzierung der Stromproduktion und somit des Biomassebedarfs und würde vor allem von Betreiber/-innen genutzt werden, welche mit hohen Nutzungskonkurrenzen um die Biomasse und somit mit hohen Substratpreisen konfrontiert sind. Die Entscheidung für *NeuFlex* – und somit zu einer Absenkung der Bemessungsleistung – fällt i.d.R. nur an den Standorten, an denen keine sinnvolle Wärmenutzung besteht. D.h. die Bemessungsleistung wird nur an den Standorten abgesenkt, an denen die eingesetzte Biomasse nicht besonders effizient genutzt wird.

Der zweite Ansatz *StandardFlex* und *StandardFlexPlus* „friert“ die Stromerzeugung auf dem status-quo ein und die durch eine Leistungserklärung erzielte Wirkungsgradsteigerung führt zu einer effizienten Ausnutzung der Biomasse. Dies führt wiederum zu einer Reduzierung der benötigten Anbaubiomasse.

Auch die Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips führt je nach Verfügbarkeit der alternativen Biomassenmengen zu einer Reduzierung von Biogasmais als Substrat. Diese flankierende Maßnahme ist bei beiden Förderansätzen nutzbar.

Bezüglich der Frage, wie der Biogas-Bestandsanlagenpark und dessen Betriebsweise bei gleichbleibenden absoluten jährlichen Förderkosten pro Anlage weiterentwickelt werden kann, ist festzustellen:

Die Inanspruchnahme *NeuFlex*-Ansatz führt tendenziell zu einer Verringerung der absoluten jährlichen EEG-Förderkosten. Für eine modellhaft berechnete Beispielanlage kommt es verglichen mit einer Referenzanlage im Grundlastbetrieb zu einer jährlichen Senkung dieser absoluten Förderkosten um ca. 18 %. Bei dieser Reduzierung der jährlichen absoluten Förderkosten pro Anlage führt dies jedoch gleichzeitig zu einer Erhöhung der spezifischen Förderung pro erzeugter Kilowattstunde. Die Flexibilisierungskosten für die Anpassung der Betriebsweise der

⁷ Ein Schaltjahr hat 8.784 Stunden, so dass die Formel entsprechend angepasst werden muss.

Biogasanlagen bei Absenkung der Höchstbemessungsleistung sind bei diesem Förderansatz höher als beim *StandardFlex*-Ansatz.

Der Ansatz *StandardFlexPlus* führt tendenziell zu einer Erhöhung der absoluten jährlichen EEG-Förderkosten. Im berechneten Modellfall – Erhöhung der Erzeugungskapazität von 550 kW_{el} auf 1.100 kW_{el} – liegen die zusätzlichen EEG-Förderkosten bei ca. 13 % jährlich, verglichen mit einer Referenzanlage im Grundlastbetrieb. Die Beispielanlage im *StandardFlexPlus*-Fall weist jährlich erhöhte Förderkosten von etwa 20 % auf. Bei gleichbleibender Bemessungsleistung führt die Förderung pro Anlage im *StandardFlexPlus*-Fall zwar zu absoluten Mehrkosten, allerdings zu geringeren spezifischen Kosten pro Kilowattstunde. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass beide Ansätze abhängig von verschiedenen Standortbedingungen in Anspruch genommen werden und somit die Gesamtkosten für die EEG-Umlage nicht wesentlich ändern.

Es wurde die Frage aufgeworfen, wie Biogas-Bestandsanlagen ihren Beitrag im Energiesystem zur Integration der fEE im Rahmen der Energiewende verbessern können. Dazu lässt sich Folgendes sagen:

Die Biogasbestandsanlagen erhalten gezielt Anreize, um auf die Stromnachfrage reagieren und Systemdienstleistungen für das Stromnetz bereitzustellen zu können. Bei Realisierung des Flexibilisierungspotenzials könnten Bestandsbiogasanlagen als erneuerbare Energiequelle einen relevanten Beitrag zur Energieversorgungssicherheit leisten und „MRU“ zunehmend verdrängen. Durch die vorgeschlagenen Anreize wird ein relevanter Anteil der Grundlasterzeugung aus Biogas in eine neue flexible Fahrweise gelenkt, so dass die Strommengen aus Biogas-Bestandsanlagen zukünftig den Wind- und PV-Strommengen im Stromnetz „Platz machen“ und dann Strom einspeisen, wenn der allgemeine Bedarf hoch ist und geringe Mengen an Wind- und Sonnenstrom zur Verfügung stehen. Wenngleich eine Bewertung der Kosten verschiedener Flexibilitätsoptionen noch nicht abgeschlossen ist, so ist abzusehen, dass Biogas-Bestandsanlagen ein hohes Potenzial besitzen und als relevantes Element im zukünftigen Energiesystem zur Integration der fEE beitragen können.

Zu prüfen war weiterhin, wie die Betriebsweise des Anlagenbestandes rechtssicher auf die zukünftigen Anforderungen angepasst und dabei der Bestandschutz vollumfänglich gewährleistet werden kann:

Der Fördervorschlag entspricht den Anforderungen an europäische und nationale Vorgaben und berücksichtigt insbesondere den Aspekt des Vertrauensschutzes. Denn es steht den Anlagenbetreiber/-innen frei, die vorgeschlagenen Flexibilitätsprämien zu wählen. Diese Analyse wurde mit Stand 20.02.2014 (Stichtag für Abgabe des Gutachtens) vorgenommen und berücksichtigt insbesondere nicht die Endfassung der Beihilfeleitlinien.

1.6 Vergleich: Fördervorschlag BBH/IWES vs. EEG 2014-E (Kabinettsbeschluss) mit dem Fokus auf Biogas-Bestandsanlagen

Während der Erarbeitung des Fördervorschlags wurde die Diskussion zum EEG 2014 kontrovers und intensiv weitergeführt. Diese Debatte hatte und hat auch weiterhin viele Facetten im Hinblick auf die zukünftige Förderung von Biogas-Bestandsanlagen. Die Gutachter wurden nach dem Abschluss ihrer Bearbeitung (20.02.2014) in Ergänzung zu der ersten Aufgabenstellung gebeten, den erarbeiteten Fördervorschlag mit dem Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom 08.04.2014 zu einem „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ (BR-Drs. 157/14 sowie BT-Drs. 18/1304) zu vergleichen. Dies sollte nur im Hinblick auf die Rege-

lungen zum Netzanschluss (§ 8 EEG 2014-E) und zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen (§ 52 EEG 2014-E i.V.m. Anlage 3) erfolgen. Europarechtliche und verfassungsrechtliche Aspekte sollten dabei nicht berücksichtigt werden. Die Ergebnisse sollten schlagwortartig in Tabellenform zusammengefasst werden.

In Tabelle 1 sind die gefundenen Ergebnisse zusammengestellt.

Tabelle 1: Vergleich des Reformvorschlags von BBH/IWES mit dem EEG 2014-E (Kabinettsentwurf)

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
1. Aspekt Netz		
<p>Neue Regelung für eine optimierte Nutzung von vorhandenen Netzkapazitäten als Option für die Anlagenbetreiber/-innen, die Vorteile aus der Flexibilisierung nutzen und Wind- bzw. PV-Einspeisungen im Netz aus dem Weg gehen können, Voraussetzung ist ein Verzicht der Anlagenbetreiber/-innen auf Netzausbau</p>	<p>Keine neuen Regelungen, lediglich § 8 Abs. 2 EEG 2014-E (Wahlrecht der Anlagenbetreiber/-innen bezüglich Netzverknüpfungspunkt) oder § 11 Abs. 3 EEG 2014-E (Vereinbarung zur besseren Integration der Anlage mit dem Netzbetreiber)</p>	<p>Vorteile: Anlagenbetreiber/-innen können u.U. hohe Netzanschlusskosten für den Anschluss zugebauter installierter Leistung einsparen; Anschluss muss nicht neu errichtet werden, so dass Strommengen sofort eingespeist werden können; Netzausbaukosten können ebenfalls eingespart und damit insoweit ein Anstieg der Netzentgelte verhindert werden; Anlagenbetreiber/-innen können Netzverknüpfungspunkt frei wählen, nicht von Netzbetreiber abhängig; Anlagenbetreiber/-innen können von Verzicht Abstand nehmen, so dass Anlagenbetreiber/-innen auf sich ändernde Netzsituation reagieren können; Fiktion des Verzichts als Vereinbarung stellt sicher, dass keine Entschädigungen nach § 15 EEG 2014 gezahlt werden müssen (Regelung der Anlage ist keine Einspeisemanagementmaßnahme!);</p> <p>Nachteile: Neue Regelung, welche die Akteure (u.a. Banken), nicht kennen; Erlösrisiko, das durch temporären Verzicht auf Netzausbau entsteht, ist schwer abschätzbar; Netzkapazität – und nicht ausschließlich die Stromnachfrage – beeinflusst ggf. den Fahrplan der Stromerzeugung</p>

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
2. Aspekt Vergütung		
Allgemein		
<p>Weiterentwickelter Ansatz auf Basis EEG 2012, der mit den zwei Flexibilisierungsansätzen zwei typisierte und grundlegend unterschiedliche Standortsituationen unterscheidet.</p>	<p>Übernimmt weitgehend die Regelungen aus dem EEG 2012.</p>	<p>Vorteile: Anreize sind differenzierter ausgestaltet und ermöglichen es, ungewünschte Entwicklungen zu korrigieren (z.B. Nutzungskonkurrenz Mais zu entschärfen); Mitnahmeeffekte werden aufgrund der Differenzierung minimiert; Weiterentwicklung der Flexibilitätsprämie aus dem EEG 2012, damit kann auf Erfahrungen in der Branche aufgebaut werden; Keine Erhöhung der absoluten EEG-Förderkosten für den Anlagenbestand zu erwarten, dennoch spürbare Flexibilisierung des Anlagenbestandes und dadurch relevanter Beitrag zum Ausgleich der fEE.</p> <p>Nachteile: Erweiterte Regelung, welche die Akteure (u.a. Banken), nicht kennen; Komplexität nimmt weiter zu, auch wenn der Ansatz auf bekannten Mechanismen aufbaut; Spezifische EEG-Förderung pro (dann flexibler) kWh steigt.</p>

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
<p>Deckelung auf Höchstbemessungsleistung (bei Anlagen die Stromproduktion flexibilisieren): Anlagen, die nach 31.12.2010 in Betrieb gegangen sind und Anlagen, bei denen die installierte elektrische Leistung nach dem 31.12.2010 erweitert wurde: 90 % der installierten elektrischen Leistung, es sei denn, es wird eine höhere Bemessungsleistung seit der Inbetriebnahme nachgewiesen; Anlagen, die vor 01.01.2011 in Betrieb gingen und deren Kapazität seither nicht erweitert wurde: höchste Bemessungsleistung seit der Inbetriebnahme; Überschreitung der Höchstbemessungsleistung in einem Kalenderjahr nicht relevant, wenn im dreijährigen Durchschnitt keine Überschreitung. Ab Überschreitung Absenkung der Vergütung auf Marktpreis.</p>	<p>Deckelung auf Höchstbemessungsleistung (unabhängig von Flexibilisierung): Anlagen, die nach 31.12.2011 in Betrieb gegangen sind: 90 % der installierten elektrischen Leistung; Anlagen die vor 01.01.2012 in Betrieb gegangen sind: höchste Bemessungsleistung seit der Inbetriebnahme; ab Überschreitung Absenkung der Vergütung auf Marktpreis.</p>	<p>Vorteile: Teilweise werden Anlagen auch schon seit dem 31.12.2010 in einem „Übergangsbetrieb“ gefahren und haben noch nicht die volle geplante und mögliche jährliche Stromerzeugungsmenge erreicht (z.B. dass das Wärmenetz noch nicht fertig gestellt ist usw.); Möglichkeit wird eröffnet, eine höhere Bemessungsleistung nachzuweisen; Durch die Ermittlung der Höchstbemessungsleistung im dreijährigen Durchschnitt kann auf Schwankungen zwischen den Jahren (Strompreis, Wärmebedarf, Regelleistungsbedarf) reagiert werden. Auf diese Weise kann das Betriebsrisiko, auf die Vergütung durch die Flexibilitätsprämie und die Marktprämie verzichten zu müssen, spürbar reduziert werden, da ein Ausgleich im Folgejahr möglich ist.</p>
Flankierende Regelungen:		
<p>85 % des produzierten Stroms müssen direkt vermarktet werden, 15 % können z. B. selbst verbraucht werden.</p>	<p>Keine Anforderungen, es können 100 % selbst verbraucht werden.</p>	<p>Vorteil: 85 % des produzierten Stroms müssen pro Kalenderjahr tatsächlich eingespeist und in die Vermarktung gebracht werden. Damit besteht ein hoher Anreiz, die Vermarktung zu optimieren und deshalb die Stromerzeugung an den Preissignalen des Marktes auszurichten.</p> <p>Nachteile: Administrativer Aufwand für den Nachweis; Manche Anlagen mit höherem Eigenstrombedarf haben geringen Anreiz zur Flexibilisierung.</p>

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
<p>Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips: Es können organische Reststoffe eingesetzt werden; Es können besonders ökologische Substrate eingesetzt werden (ESK II).</p>	<p>Keine Regelungen, d.h. es können nur die pflanzlichen Nebenprodukte der Nr. III Anlage 2 EEG 2009 neben nachwachsenden Rohstoffen eingesetzt werden.</p>	<p>Vorteile: Anzahl der Substanzen, die neben nachwachsenden Rohstoffen eingesetzt werden können, kann erhöht werden. Damit wird Möglichkeit eröffnet, den Anteil von Energiepflanzen (z.B. Mais, Roggen) abzusenken und besonders ökologische Substrate zu verwenden; Spezifische EEG-Förderung pro kWh kann sinken.</p>
<p>Förderansätze im Einzelnen:</p>		
<p>a.) NeuFlex</p>		
<p>Spezieller Anreiz zur Absenkung der Bemessungsleistung (mit Vergütungsstreckung).</p>	<p>Kein spezieller Anreiz (ohne Vergütungsstreckung).</p>	<p>Vorteile: Absenkung der absoluten jährlichen EEG-Förderkosten pro Anlage; Sorgt für weniger Biomassebedarf in Regionen mit sehr hohen Biomasse- und Ausbringungskosten (Durchbrechung Teufelskreis „Steigende Substratkosten - Erhöhung der Stromerzeugung“); i.d.R. nur für Standorte mit keinen/wenigen Wärmesenken geeignet. Nachteile: Höhere spezifische EEG-Förderkosten pro kWh; Finanzierungspläne müssen angepasst werden (kann sehr aufwendig sein).</p>
<p>b.) StandardFlex</p>		
<p>Weiterführung der Flexibilitätsprämie aus dem EEG 2012 (ohne Deckelung).</p>	<p>Im Wesentlichen gleich, allerdings mit Deckelung der Flexibilisierung durch Erhöhung der installierten Leistung von Bestandsanlagen - in der Summe aller Biogasanlagen - auf 1.350 MW_{el}.</p>	<p>Vorteile: Keine Deckelung und damit keine Flexibilisierungsgrenze im Anlagenbestand; Keine Deckelung, so dass keine Unsicherheiten entstehen, ob Prämie noch beansprucht werden kann oder nicht (insoweit geringere Finanzierungskosten); Für Standorte mit Wärmesenken geeignet. Nachteile: Höhere absolute EEG-Förderkosten je Anlage; Etwas höhere spezifische EEG-Förderkosten pro kWh.</p>

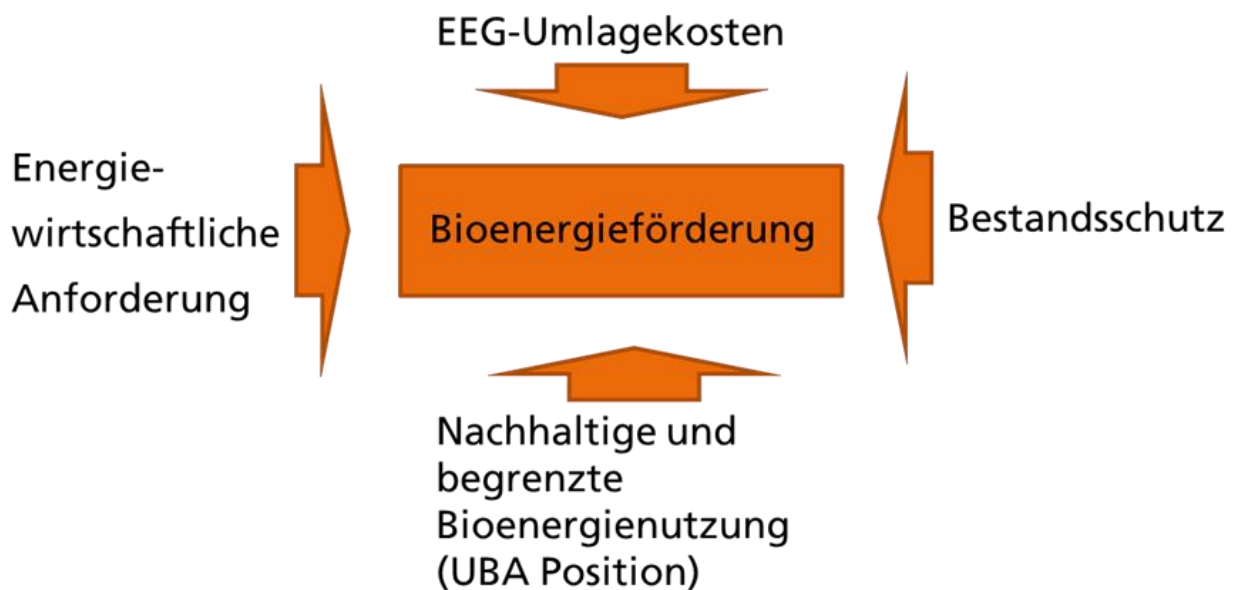
BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
StandardFlexPlus		
<p>Spezieller Anreiz für Biogasanlagen, die eine Bemessungsleistung bis 150 kW_e aufweisen.</p>	<p>Kein spezieller Anreiz.</p>	<p>Vorteile: Erhöhung der Biomasseausnutzung (höherer Wirkungsgrad der Verstromungsanlagen); Potential der Anlagen, die einer Flexibilisierung zugeführt werden erhöht sich; Professionalisierung und Effizienzsteigerung von kleineren Biogasanlagen.</p> <p>Nachteile: Höhere spezifische EEG-Förderkosten pro kWh.</p>

2 Einführung

2.1 Das Spannungsfeld der Bioenergieförderung

Die Förderung der Erneuerbaren Energien wird seit Jahren kontrovers diskutiert. Die Fördersystematik der Festpreisvergütung hat einen dynamischen Zubau von EE in Deutschland angeheizt. Damit verbunden steigen die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die erneuerbare Stromerzeugung, die zunehmend nicht mehr ohne weiteres durch die fossilen Kraftwerke übernommen werden können: Um auf Entwicklungen zu reagieren und die neuen Erkenntnisse und Erfahrungen zu berücksichtigen, sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen dafür immer detaillierter und umfangreicher geworden. Gleichzeitig sind die Kosten für die Förderung der EE relevant über die Jahre angestiegen und müssen durch einen Großteil der Stromkunden über die EEG-Umlage getragen werden. Ebenso sind kritische Stimmen im Bereich der energetischen Biomassenutzung deutlicher geworden. Das UBA hat aufgrund dessen eine Position zur energetischen Biomassenutzung erarbeitet, die hohe Nachhaltigkeitsanforderungen stellt. Ebenso ist eine Kontinuität und Verlässlichkeit der rechtlichen Rahmenbedingungen für eine gute Investitionsatmosphäre von großer Bedeutung. Nicht nur aufgrund dessen wird dem Schutz des Anlagebestandes eine hohe Bedeutung beigemessen. Die Abbildung 2 stellt dieses Spannungsfeld graphisch dar.

Abbildung 2: Bioenergieförderung im Spannungsfeld



2.2 Energiewirtschaftlicher Hintergrund bei der Förderung von Biogas-Bestandsanlagen

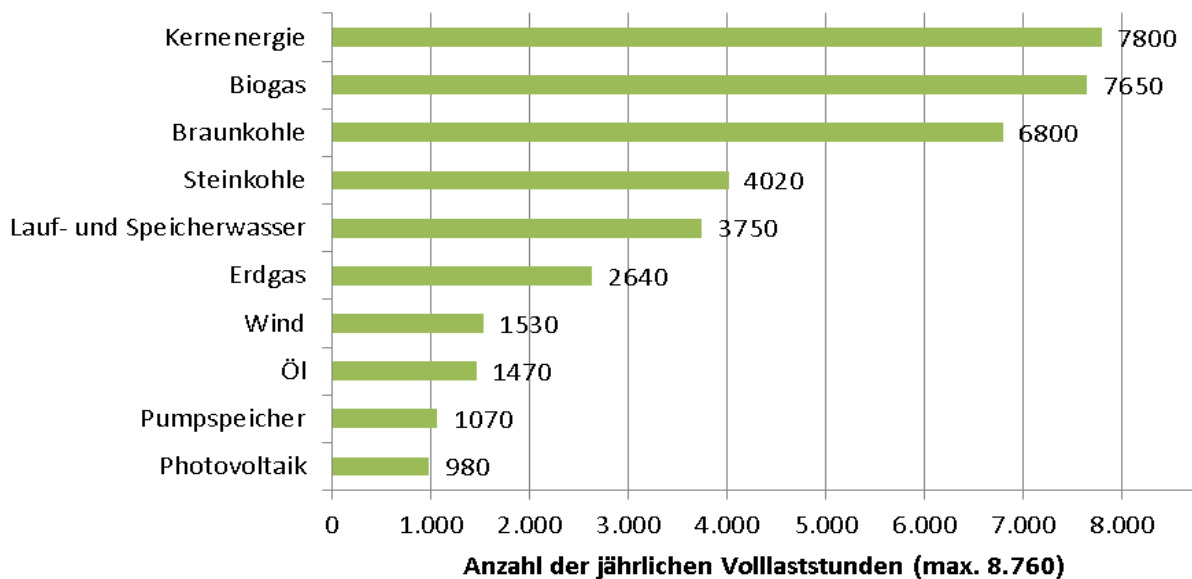
Um die ehrgeizigen umwelt- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung zu erreichen, ist ein weiterer Ausbau der Stromerzeugung aus EE erforderlich. Dieser wird im Wesentlichen auf Basis fEE erfolgen⁸. Die Strommengen aus Biomasse bzw. Biogas werden aufgrund einer

⁸ Vgl. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung/Fraunhofer IWES/Ingenieurbüro für neue Energien (Hrsg.) (2012); sowie Umweltbundesamt (Hrsg.) (2013).

verstärkten Berücksichtigung von Natur- und Landschaftsschutzaspekten voraussichtlich nicht in relevantem Umfang weiter zunehmen. Mit einer Erhöhung des Anteils fEE an der Bruttoenergieerzeugung steigt der Bedarf an flexiblen (regelbaren) Anlagen. Diese müssen in Zukunft dazu beitragen, die Energienachfrage mit dem (durch den steigenden Anteil fEE) zunehmend schwankenden Energieangebot zu synchronisieren. Ihre Aufgabe wird es daher sein, in Zeiten mit geringer Sonneneinstrahlung bzw. Windstille Energie zu produzieren⁹, und ihre Einspeisung in Zeiten mit einem hohen Dargebot an Sonnen- und Windenergie zu reduzieren bzw. ganz zu stoppen. Darüber hinaus gilt es, auf diese Änderungen der Residuallast sehr kurzfristig reagieren zu können. Die Anforderungen an schnellere Änderungsgeschwindigkeiten werden sich mit steigenden fEE-Anteilen weiter erhöhen.

Die verschiedenen Kraftwerkstypen, die zur Deckung des Strombedarfs beitragen, weisen verschiedene Flexibilität auf. Die Auslastung der Kraftwerkskapazitäten ist stark getrieben von den Grenzkosten, sowie von den zugrunde liegenden technischen und vertraglichen Restriktionen der Stromproduktion. Ein Indikator für die Flexibilität der Stromerzeugungskapazität von steuerbaren Erzeugungseinheiten stellen neben der Bedarfsberücksichtigung und der Reaktionsfähigkeit die VLH im Jahresverlauf dar. Diese sind in Abbildung 3 für die einzelnen Kraftwerkstypen dargestellt.

Abbildung 3: Darstellung der VLH von Kraftwerken auf Basis der genutzten Energieträger für das Jahr 2012¹⁰



Die Stromerzeugung aus Biogas erfolgt heute noch überwiegend mit großer Auslastung (ca.

⁹ Im wissenschaftlichen Sinne wird Energie weder produziert noch verbraucht, sondern ausschließlich von einer Energieform in eine andere umgewandelt. Diese Formulierung dient lediglich einer verbesserten Lesbarkeit.

¹⁰ Die Zahlenwerte sind, außer für Biogasanlagen, vorläufig. Bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt. Quelle: Verändert nach Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Hrsg.) (2013). Die Volllaststundenzahl bei Biogasbestandsanlagen wurde mit 7.650 Stunden ermittelt, wobei die Stromerzeugung aus Biogas für das Jahr 2012, ausgehend von der Stromerzeugung aus Biogas für das Jahr 2011 und dem Leistungszubau der Jahre 2011 und 2012 ermittelt wurde. Vgl. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013).

7.650 VLH/a¹¹) und rangiert somit in der Flexibilität, zumindest bezogen auf die VLH, im Bereich der Kernenergieanlagen, wenngleich es zusätzlich auch die Bedarfsberücksichtigung und die Reaktionsfähigkeit zu bewerten gilt. Eine insgesamt unflexible Stromproduktion wirkt zunehmend störend im Energieversorgungssystem mit hohen Anteilen fEE. Denn dadurch werden temporär Stromüberschüsse und z. T. höhere Aufwendungen bei der Stromübertragung provoziert. In Schleswig Holstein musste im Jahr 2012 beispielsweise 346 GWh aufgrund von zu hohen Einspeisungen aus fEE abgeregelt werden¹². Zwangsweise Abregelungen von EE-Anlagen sind aktuell aus netztechnischer Sicht notwendig, um eine Überlastung der Betriebsmittel zu vermeiden und die Systemsicherheit zu gewährleisten. Es ist zu erwarten, dass diese Abregelungen mit steigender Stromproduktion aus fEE in den nächsten Jahren weiter zunehmen werden. Gleichzeitig finden sich an der Strombörse EPEX Spot SE negative Preise, die auf ein Überangebot an Strom an der Strombörse schließen lassen.¹³ Auch in diesem Zusammenhang kam es zu ersten Abschaltungen von Windenergieanlagen im Rahmen der Direktvermarktung (im Folgenden: DV), um einen weiteren Verfall der Strompreise zu verhindern.¹⁴ Diese Ereignisse können als Indikatoren für notwendige weitere Flexibilisierungen des Kraftwerksparks interpretiert werden.

Mit weiter steigenden EE-Anteilen ist eine kontinuierliche Absenkung des Bedarfs an Grundlastkraftwerken zu erwarten. Der Bedarf an Mittel- und Spitzenlastkraftwerken steigt, hingegen auch bei einer weiteren Flexibilisierung der Lasten (Lastmanagement), gleichzeitig an. In der Folge werden mehr flexible Kraftwerke benötigt. Diese generelle Tendenz tritt in Ansätzen ab einem EE-Anteil von ca. 40 % unter der Annahme eines ideal ausgebauten Stromnetzes verstärkt auf. Wenn sich der angestrebte Netzausbau verzögert, sind Effekte bereits bei geringeren EE-Anteilen und damit vor 2020 zu erwarten¹⁵. Neben Biogasanlagen als Flexibilitätsoption werden insbesondere die Flexibilisierung von thermischen Kraftwerksblöcken (insbesondere Steinkohle) und der Bau von neuen Erdgaskraftwerken regelmäßig als wichtige Bausteine diskutiert.

Die Stromproduktion aus Biogas hat sich, historisch bedingt aufgrund der fixen Einspeisevergütung und geringen Strommengen aus fEE der vergangenen Jahre, zu einer maximalen Anlagenauslastung hin entwickelt. Die VLH bewegen sich um 7.650 h/a; die Stromproduktion ist somit im Jahresverlauf kontinuierlich. Technisch ist es jedoch möglich, Strom aus Biogas flexi-

¹¹ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013). Einige Anlagen werden auch mit deutlich höherer Auslastung betrieben. Die Stromerzeugung aus Biomethan erfolgt i.d.R. mit ca. 5.500 VLH und stark wärmegeführt im Jahresverlauf.

¹² Der Anteil der prognostizierten Ausfallarbeit an der EE-Stromerzeugung betrug in den Jahren 2011 und 2012 je ca. 3,5 %. Vgl. Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig Holstein (Hrsg.) (2013).

¹³ Im Jahr 2012 haben sich zu knapp 60 Stunden negative Preise mit bis zu 221 €/MWh_{el} gebildet. 2013 lag die Anzahl dieser Stunden bei knapp 20 Stunden, wobei der negative Strompreis mit bis zu 100 €/MWh_{el} geringer ausfiel als 2012. Quelle: Auswertung Fraunhofer IWES aus Daten der EPEX Spot SE (2014).

¹⁴ Die deutschen Stromkunden sollen nach Mitteilung von Statkraft durch die bedarfsgerechte Regelung von 40 durch Statkraft vermarktete Windparks zwischen Weihnachten und Neujahr um rund 11 Millionen Euro entlastet worden sein; vgl. Statkraft (2013).

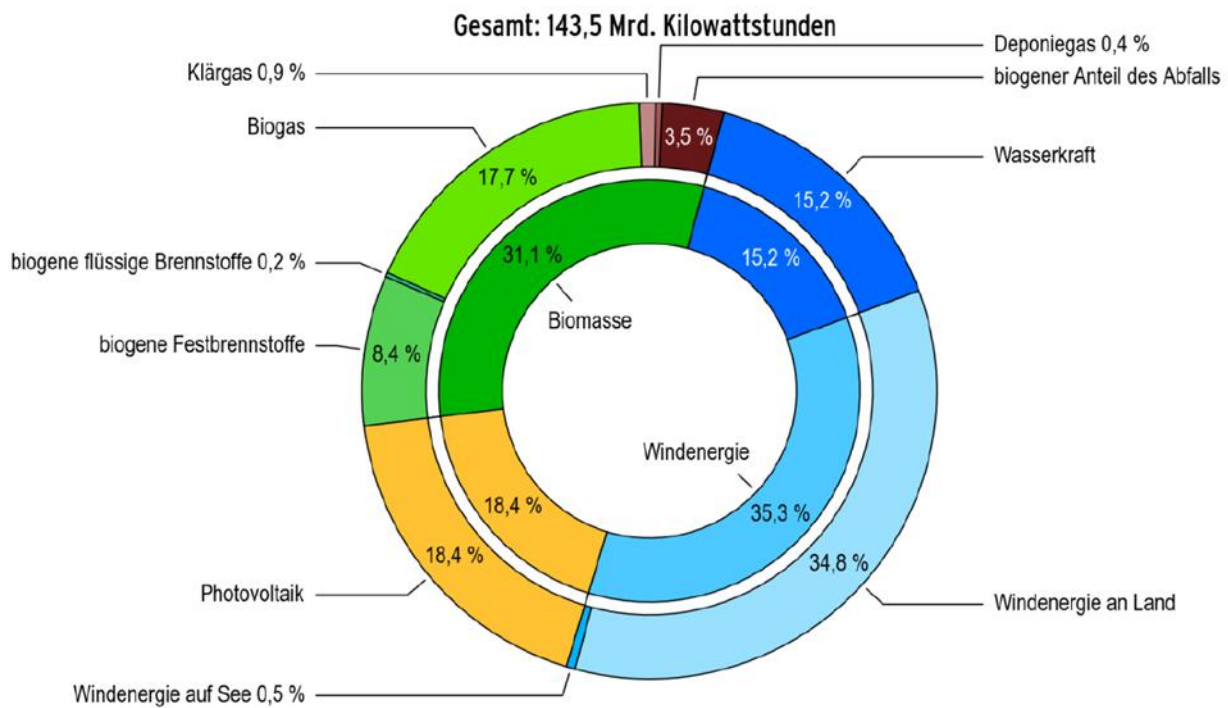
¹⁵ Vgl. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung/Fraunhofer IWES/Ingenieurbüro für neue Energien (Hrsg.) (2012).

bel am Bedarf orientiert zu erzeugen¹⁶. Eine Reduktion auf 4.000 VLH im Jahr, oder auch darunter, ist technisch problemlos zu realisieren. Biogasanlagen wären dann hinsichtlich Ihrer Betriebsweise bzw. jährlichen Auslastung (Volllaststunden) zunehmend vergleichbar mit konventionellen Erdgaskraftwerken. Die Aufwendungen in die Anlagentechnik, insbesondere Erzeugungsleistung und Gas- und Wärmespeicher, steigen bei Flexibilität der Stromproduktion jedoch an.

2.3 Die Rolle von Biomasse- bzw. Biogasanlagen in der zukünftigen Stromversorgung

Der Anteil von Strom an der gesamten Versorgung aus EE beläuft sich aktuell auf ca. 143,5 Mrd. kWh und trägt damit zu knapp einem Viertel zur Deckung der Stromnachfrage bei. Strom, der durch die energetische Biomassenutzung produziert wird, entspricht rund einem Drittel des gesamten EE-Anteils (Strom aus Biogas ca. 17,7 %). Die Struktur der Strombereitstellung aus EE in Deutschland im Jahr 2012 zeigt Abbildung 4.

Abbildung 4: Struktur der Strombereitstellung aus EE in Deutschland im Jahr 2012¹⁷



aufgrund geringer Strommengen ist die tiefe Geothermie nicht dargestellt; ZSW nach Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat); Stand: Dezember 2013; Angaben vorläufig

Die Stromproduktion aus den fEE wird in den nächsten Jahren weiter stark wachsen, wobei die Stromerzeugung aus Biomasse bzw. Biogas aufgrund der verstärkten Berücksichtigung von Natur- und Landschaftsschutzaspekten voraussichtlich nicht in relevantem Umfang zunehmen wird.

Die fossilen Kraftwerke garantieren im Moment eine hohe Versorgungssicherheit. Der Beitrag von Wind an der gesicherten Leistung wird zukünftig bei ca. 50 GW_{el} Onshore, 32 GW_{el} Offsho-

¹⁶ Bei dem Betrieb von bestehenden Biogasanlagen wäre eine Reduktion auf 2.500 VLH denkbar, wenn diese auf eine flexible Fahrweise umgerüstet bzw. ausgerichtet wird.

¹⁷ ZSW, AGEE Stat (Hrsg.) (2013).

re über 6 %¹⁸ ihrer installierten Leistung betragen. Bei PV ist dieser Beitrag vernachlässigbar. Somit können nur geringe Anteile der installierten Leistung der fEE als gesicherte Leistung gelten. Auch wenn der weit überwiegende Teil der Stromproduktion über Wind und PV bereitgestellt werden wird, wird auch zukünftig der Anteil der gesicherten Leistung durch PV und Wind nicht wesentlich ansteigen. Diese Systemdienstleistung muss durch andere Kapazitäten übernommen werden (z.B. nicht fluktuierende Erzeugungskapazitäten, Lastmanagement, Speicherkapazitäten).

Die Stromproduktion aus Biomasse, insbesondere aus Biogas, ist in der Lage, unterschiedliche Beiträge zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu leisten. Es ist absehbar, dass die vorhandenen Biomassepotentiale auch in Zukunft nicht ausreichen werden, um die Stromversorgungslücken, die durch fEE verbleiben, vollständig zu decken. Die hohe Verfügbarkeit und Planbarkeit der Stromerzeugungskapazität ist ein wesentliches Unterscheidungsmerkmal zu den fEE. Diese Eigenschaft befähigt die Biogasanlagen grundsätzlich ähnliche Verantwortung im Energieversorgungssystem zu übernehmen, wie sie aktuell von fossilen Kraftwerken getragen wird.

Dieser Sachverhalt gewinnt bei steigenden EE-Anteilen zunehmend an Bedeutung. Ein steigender Anteil an EE- Strommengen führt zwangsweise zu einer Reduzierung der Strommengen aus fossilen Kraftwerken. Dadurch reduziert sich auch der Bedarf an fossilen Kraftwerken für die Strombereitstellung. Allerdings reduziert diese Entwicklung nicht zwingend den Bedarf an fossiler Erzeugungslleistung. Denn viele dieser fossilen Erzeugungskapazitäten übernehmen gleichzeitig noch Systemdienstleistungen (z.B. Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Versorgungswiederaufbau) und stellen dem Energiesystem gesicherte Leistung zur Verfügung.¹⁹ Die gesicherte Leistung gilt es bereit zu stellen, um den Strombedarf jederzeit decken zu können.

Durch die Bereitstellung von Systemdienstleistung (SDL) und dem ausreichenden Vorhalten einer gesicherten Leistung kann die Stromversorgung auch zukünftig in Phasen gewährleistet werden, in denen fEE keine oder nur sehr geringe Strommengen liefern können. Die immer weniger benötigten Strommengen aus fossilen Kraftwerken führen aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen heraus z.T. zur Stilllegung von Kraftwerkskapazitäten. Die stillgelegten Kraftwerkskapazitäten können dann die beschriebenen Aufgaben nicht mehr übernehmen. Die alleinigen Erlöse aus den zur Verfügung gestellten Systemdienstleistungen und die Bereitstellung der gesicherten Leistung führen i.d.R. nicht zum Weiterbetrieb oder zum Vorhalten dieser Kraftwerke. Die Erneuerbaren Energien und somit auch aus Biogas sind aufgrund der mit dem EEG 2012 eingeführten Marktprämie auch bei sehr niedrigen Preisen an der Strombörse in der Lage, einen Teil der Stromnachfrage zu decken. Die Marktprämie kompensiert durch die Vergütungssystematik den niedrigen Börsenpreis mit einem dementsprechend höheren Satz.²⁰

¹⁸ Ergebnis mittels der ELCC Methode, Szenario 2011 A, Wetterdaten für die Jahre 2006 bis 2009. Vgl. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung/Fraunhofer IWES/Ingenieurbüro für neue Energien (Hrsg.) (2012).

¹⁹ Systemdienstleistungen sind Dienstleistungen, welche in der Elektrizitätsversorgung die Funktionstüchtigkeit des Systems aus Sicht der Endverbraucher sicherstellen sollen. Sie werden seitens der Netzbetreiber zusätzlich zur Übertragung und Verteilung von elektrischer Energie benötigt.

²⁰ Zur detaillierten Studie zur Vermarktung von Biogasstrom vgl. KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hrsg.) (2013).

Das Bereitstellen von SDL führt zudem bei vielen konventionellen Kraftwerken zu einer technisch notwendigen Mindestlast²¹ (im Folgenden: MRU). Durch die MRU wird unabhängig von der Nachfrage an der Strombörse Strom produziert. Dieses Verhalten führt tendenziell zu sehr geringen oder sogar zu negativen Preisen am Spotmarkt, wenn gleichzeitig hohe Stromangebote aus Windkraft und PV bestehen.

Es gibt neben der etablierten Lösung über fossile Erzeugungskapazitäten auch andere Maßnahmen, wie Lastmanagement, Flexibilitätspotentiale dezentraler Anlagen, Smart-Grid/SmartMeter, Stromspeichertechnologien usw., die einen Beitrag zur Gewährung der Systemsicherheit bei hohen Anteilen an fEE leisten können.²² Auch dadurch wird der Bedarf an gesicherter Leistung über fossile Kraftwerke reduziert. Jede dieser Optionen wird in Zukunft ihren Beitrag zu einer sicheren Stromversorgung leisten können. Für den individuellen Einsatz gilt es, die Vor- und Nachteile der verschiedenen Flexibilitätsoptionen aus Sicht der Energiesystemtechnik zu berücksichtigen. In diesem Zusammenhang gilt es z.B. Konversionsverluste bei den Energiespeichern oder hohe Investitionskosten in den Aus- und Umbau von Stromnetzen zu berücksichtigen. Auch das Potenzial von Lastmanagementmaßnahmen in der Industrie und privaten Haushalten muss angereizt werden und führt somit zu volkswirtschaftlichen Kosten. Die Ausschöpfung dieses Potenzials ist darüber hinaus abhängig von der Entwicklung von Technologiepfaden, wie z.B. der Elektromobilität.

Die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen weisen allesamt individuelle Eigenschaften (Restriktionen) und spezifische technische Möglichkeiten auf. Nach aktuellem Stand der wissenschaftlichen Diskussion gibt es in den nächsten Jahren ausreichend technische Flexibilitätspotentiale im System. Offen ist im Moment, ob und in wie weit diese durch aktuelle Marktmechanismen ausreichend mobilisiert werden können und zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung stehen. Einigkeit scheint dahingehend zu bestehen, dass die Energieversorgungs- und Verbrauchssysteme insgesamt flexibler, intelligenter und besser vernetzt werden müssen. Uneinigkeit herrscht nach Auffassung der Gutachter über die zu bevorzugenden technischen Lösungen und die dafür notwendigen Anreizsysteme. Ebenso ist beim gegenwärtigen Kenntnisstand nicht abzusehen, zu welchen (Gesamt-)Kosten die einzelnen Flexibilitätsoptionen realisiert werden können. Hierzu laufen verschiedene Forschungsprojekte. Im Grunde wird sich in Zukunft, möglicherweise flankiert durch Anreizinstrumente²³, eine Merit-Order (Einsatzreihenfolge) von Flexibilitätsoptionen einstellen. Im vorliegenden Gutachten werden dazu keine abschließenden Aussagen getroffen, sondern die Flexibilitätsoption „bedarfsorientierte Stromproduktion mittels Bestandsbiogasanlagen“ untersucht. Die Flexibilisierung der Stromerzeugung von Biogasbestandsanlagen wird als eine vergleichsweise günstige Flexibilitätsoption angesehen und liegt im Bereich von Pumpspeicherkraftwerken²⁴. Die Flexibilisierungskosten der Stromproduktion aus Biogas bewegen sich, stark abhängig von der Anlagengröße und dem Grad der Flexibilisierung, im Bereich von 1,5-5 ct/kWh_{el}²⁵.

²¹ Die Kraftwerke müssen mit einer bestimmten Leistung betrieben werden, um die SDL bereitstellen zu können, oder bei Bedarf rechtzeitig die Stromnachfrage mit den notwendigen Gradienten bedienen zu können.

²² Plattform Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2012).

²³ EEG-Umlageregelungen, Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Energiesteuer, Batteriespeicherförderprogramm usw.

²⁴ 20 bis 50 €/MWh bei 0 €/MWh Ladestrom, Tagesflexibilität. Vgl. Genoese, Fabio (2013). Zum Vergleich: Stromerzeugung aus Biogas: Flexibilisierungskosten ca. 25 €/MWh; Rahmenbedingungen: 1100 kW_{el}, 4000 VLH/a, Inbetriebnahme 2005, Tagesflexibilität, 10 Jahre Betrachtungszeitraum.

²⁵ Zahlenbeispiele: 1100 kW_{el}, ca. 3900 VLH/a bis 500 kW_{el} mit ca. 2600 VLH/a, Tagesflexibilität.

Die Stromerzeugungskapazitäten aus Biogas sind bereits heute technisch in der Lage, sich ähnlich wie fossile Kraftwerke in das Energieversorgungssystem zu integrieren und somit deren Aufgaben anteilig zu übernehmen. Insbesondere eine stärkere Orientierung am Strombedarf durch eine flexible Fahrweise von Biogasanlagen kann zur zukünftigen Versorgungssicherheit durch gezielte Deckung der Residuallast²⁶ beitragen. Dieses Verhalten führt zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung durch Biogasanlagen und somit aus EE insgesamt. Die Bereitstellung von RL²⁷ kann durch die Flexibilisierung weiter erhöht werden und trägt ebenso zur Versorgungssicherheit bei (Frequenzhaltung im Stromversorgungsnetz). Zukünftig sind auch verstärkt technische Lösungen für die gezielte Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung in Verteilnetzen und in Teilen auch für Übertragungsnetze vorstellbar. Ebenso spricht aus technischer Sicht nichts gegen eine Beteiligung von flexiblen Biogasanlagen an Redispatchmaßnahmen²⁸ zur Überwindung von Stromnetzengpässen.

Die beschriebene vollständige Integration lässt darüber hinaus eine relevante Absenkung von MRU erwarten. Denn zum einen fungiert die Stromerzeugung aus Biogas selbst nicht mehr als erneuerbare MRU im System. Zum anderen werden konventionelle Kraftwerkskapazitäten von Aufgaben entlastet, welche sich aus der Bereitstellung von SDL ergeben und zu technisch notwendigen MRU führen.²⁹ Beide Effekte führen dann zu einer Erhöhung der Flexibilität des Gesamtsystems zur Deckung der Residuallast. Je höher die angebotene Biogasleistung als Systemdienstleistung ist, desto relevanter sind diese Effekte. Welche Rolle die Mindestlast an konventionellen Kraftwerken, auf Grund von SDL bei sehr niedrigen bis hin zu negativen Strompreisen, im Einzelnen einnimmt muss noch weiter untersucht werden. Ebenso gilt es noch genauer zu analysieren, in wie weit eine flexible Stromproduktion aus Biogas diese Situation entschärft bzw. dieser entgegenwirkt.³⁰ Darüber hinaus ist unklar in welcher Geschwindigkeit die Flexibilisierung realisiert werden soll. Diese Untersuchungen werden in weiterführenden Forschungsvorhaben vorgenommen und sind nicht Bestandteil dieses Gutachtens. Ebenso wird nicht untersucht, ob und ggf. welche Änderungen im Anlagenbetrieb von Biogasbestandsanlagen, z.B. durch Absenkung der Bemessungsleistung, Auswirkungen auf die insgesamt produzierten Strommengen aus EE haben können. Im Rahmen des Gutachtens wird davon ausgegangen, dass geringere Strommengen aus Biogasbestandsanlagen an anderer Stelle mit anderen EE ausgeglichen werden können. Für diese Strommengen entstehen zusätzliche Kosten, in Abhängigkeit davon, welche EE und welche Anlagentechnik (inkl. Speichertechnologie) unterstellt werden.

²⁶ Residuallast bezeichnet die in einem Elektrizitätsnetz nachgefragte Leistung (Last) abzüglich des Anteils fluktuierender Einspeisung (insbesondere aus Windkraft und Sonnenenergie). Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren (flexiblen) Kraftwerken gedeckt werden muss.

²⁷ Der Regelleistungsmarkt kann in drei Arten unterteilt werden: 1. PRL, 2. SRL und 3. MRL. Biogasanlagen sind ohne eine Flexibilisierung der BHKW in der Lage, negative Sekundär- oder Minutenreserveleistung bereit zu stellen. Wird zusätzliche Erzeugungskapazität bereitgestellt, oder die Bemessungsleistung reduziert, besteht sowohl die Möglichkeit, negative als auch positive Sekundärregel- oder Minutenreserveleistung zu erbringen. Perspektivisch ist auch die Bereitstellung von PRL denkbar.

²⁸ Der Begriff „Redispatch“ bezeichnet die kurzfristige Änderung des Kraftwerkseinsatzes nach Anforderungen der Übertragungsnetzbetreiber um Netzengpässe zu vermeiden.

²⁹ SDL durch flexible Stromproduktion mittels Biogas: In Phasen mit geringen Windstrommengen: positive RL, in Phasen mit hohen Strommengen aus Wind/PV: negative RL.

³⁰ Ein entsprechendes Forschungsvorhaben wurde durch Fraunhofer IWES eingereicht, um vertiefende Antworten auf diese Fragestellungen zu finden.

2.4 Leitende Fragestellungen und Bewertungskriterien

Das Gutachten geht in seiner Analyse und mit Hinblick auf zukünftige Anforderungen an Biogas-Bestandsanlagen insbesondere folgenden leitenden Fragestellungen nach:

- Wie kann die Nutzung von Biomasse durch Biogas-Bestandsanlagen nachhaltiger, d.h. mit weniger Einsatz von Anbaubiomasse, insbesondere Biogasmais, realisiert werden?
- Wie kann der Biogas-Bestandsanlagenpark und dessen Betriebsweise bei gleichbleibenden absoluten jährlichen Förderkosten pro Anlage weiterentwickelt werden? Vermiedene Netzentgelte bleiben bei der Betrachtung der EEG-Förderkosten unberücksichtigt.
- Könnten Biogas-Bestandsanlagen ihren Beitrag im Energiesystem zur Integration der fEE im Rahmen der Energiewende verbessern?
- Wie kann die Betriebsweise des Anlagenbestandes rechtssicher auf die zukünftigen Anforderungen angepasst und dabei der Bestandschutz vollumfänglich gewährleistet werden?

Die vorgestellten leitenden Fragestellungen werden im Rahmen des Gutachtens mit Bezug auf die folgenden Bewertungskriterien untersucht. Diese dienen als Ankerpunkte, um die nachfolgenden Analysen und erkannten Hemmnisse und Herausforderungen sowie den erarbeiteten Fördervorschlag einzuordnen und zu bewerten.

Umweltverträglichkeit: Die Bereitstellung und Nutzung der Bioenergie in Biogas-Bestandsanlagen müssen möglichst umweltverträglich erfolgen. Dies kann höhere Kosten rechtfertigen. Im Rahmen des Gutachtens wird die Umweltverträglichkeit wie folgt konkretisiert:

- Weitestgehender Verzicht auf eine Ausweitung der energetischen Nutzung von Anbaubiomasse durch den gesamten Anlagenbestand.
- Reduzierung der energetischen Nutzung von Anbaubiomasse, insbesondere von Biogasmais, in Regionen, die durch eine Intensivlandwirtschaft geprägt sind und deshalb mit negativen ökologischen Effekten einhergeht.
- Beibehaltung der Nutzung von Biogasmais als Substrat in solchen Regionen (meist Ackerbaugebieten), in denen die generelle Nachfrage an Mais geringer ist und der Anbau von Mais somit zur Auflockerung der Fruchtfolge führt.
- Ausweiten des Anteils an organischen Reststoffen und ökologisch vorteilhafteren Energiepflanzen, wenn und soweit möglich (im Vergleich zu Biogasmais).
- Effizienzsteigerung der Biomassenutzung in Biogasanlagen, um auch dadurch den Biomassebedarf zu verringern und die Ausnutzung der eingesetzten Biomasse zu erhöhen.

Energiewirtschaftliche Aspekte: Der Betrieb und mögliche Erweiterungen von Biogas-Bestandsanlagen sollte kosteneffizient unter Berücksichtigung der weiter vorgestellten Kriterien erfolgen. Die Stromerzeugung der Bestandsanlagen sollte deshalb soweit möglich einen Beitrag zur Integration der fEE leisten. Dafür ist insbesondere eine bedarfsorientierte Stromerzeugung und die Bereitstellung von SDL eine wichtige Voraussetzung. Mit Blick auf den Biogas-Anlagenbestand und unter Beachtung des Bestandsschutzes geht es aus Sicht der Kosteneffizienz unter Berücksichtigung der weiter genannten Aspekte um Folgendes:

- **Keine Stromproduktion während hohe Mengen an Wind- und PV-Strommengen** im Netz sind und die Nachfrage an Strom gering ist (geringe Residuallast). Vielfach werden heute Biogasbestandsanlagen sehr unflexibel und mit einer sehr hohen Auslastung betrieben, so dass sie auch in Zeiten mit hohem Stromangebot aus Wind und PV einspeisen. Sie stellen dadurch de facto MRU dar, welche die Integration der fEE erschweren. Grundlaststrom aus Biogas sollte somit als **erneuerbare MRU** (im Folgenden: **eMRU**) **zukünftig aufgelöst** werden.
- **Die Stromproduktion in Phasen mit geringen Strommengen aus Wind/Sonne:** Grundsätzlich gibt es zwei unterschiedliche Möglichkeiten die Stromproduktion zu flexibilisieren: Zum einen durch eine Absenkung der Bemessungsleistung³¹ (bei unveränderter installierter Anlagenleistung) und zum anderen durch eine gleichbleibende Bemessungsleistung (bei gleichzeitig höherer installierter Anlagenleistung). Die zweite Möglichkeit führt zu einer Erhöhung der gesicherten Leistung aus EE.
- Die Bereitstellung von SDL sollte weiter ausgebaut werden: Positive RL durch Biogasanlagen in Phasen mit geringen Wind-/PV-Strommengen im Netz und mittels Bereitstellung von negativer RL durch Biogasanlagen in Phasen mit hohen Wind-/PV-Strommengen im Netz. Das Potential, konventionelle MRU zu reduzieren, sollte genutzt werden. Durch die Möglichkeiten der Reduzierung der MRU im Energieversorgungssystem gelingt es, die fEE besser in das System zu integrieren und zur Stromsenke zu transportieren.
- Soweit die Biogasanlagen sich nicht in Regionen mit hoher Nutzungskonkurrenz von Mais befinden, könnte die Stromproduktion mit zusätzlicher Leistung verstärkt werden und in Zeiten erfolgen, in denen geringe Mengen an Strom aus Wind und Sonne zur Verfügung stehen. Biogasanlagen können so die Residuallast bedienen und verstärkt Systemdienstleistungen bereitstellen.

Politische und sozioökonomische Aspekte: Die Förderung von Biogasbestandsanlagen ist einem bereits beschriebenen Spannungsfeld unterworfen, das von verschiedensten Interessen geprägt wird. Dazu gehören im politischen und sozioökonomischen Sinne die Berücksichtigung der EEG-Förderkosten, der Bestandsschutz sowie die Planbarkeit und Kontinuität in der Förder-systematik.

- **Keine Erhöhung der absoluten jährlichen Förderkosten:** Anpassungen bei der Förderung von Biogasbestandsanlagen sollen, bezogen auf die durchschnittliche Anlage, zu keiner Erhöhung der absoluten jährlichen EEG-Förderkosten führen. Die Kosten für den Stromkunden der die EEG-Umlage bezahlen muss, sollten sich nicht wesentlich ändern bzw. erhöhen.
- **Bestandsschutz:** Der Bestandsschutz für Biogasanlagen soll unangetastet bleiben. Veränderungsvorschläge für die Förderung sollten optional sein und müssen aus Sicht des Anlagenbetreibers attraktiv ausgestaltet sein, um betriebswirtschaftlich akzeptable Ergebnisse zu erzielen. Dies scheint für den weiteren Ausbau der EE von besonderer Bedeutung, da sich nur durch diese Verlässlichkeit des Förderrahmens Investitionen mit verhältnismäßig geringen Risikoaufschlägen realisieren lassen. Das technische Potential der getätigten Investitionen (gebundenes Kapital) im Anlagenbestand sollte unter

³¹ Die Bemessungsleistung ist die Jahresdurchschnittsleistung der Anlage und gibt damit Auskunft über die im Jahr produzierte Strommenge (Bemessungsleistung P_{bem} = eingespeiste Strommenge [kWh/a]/ 8760 [h/a]).

Berücksichtigung der beschriebenen Kriterien mobilisiert und (technisch) effizient genutzt werden.

- **Planbarkeit und Kontinuität in der Fördersystematik:** Die Inanspruchnahme und die gesamtsystematische Wirkung von Fördermechanismen sind teilweise mit einem oft zeitintensiven Lern- und Entwicklungsprozess verbunden, welche die Branchenakteure zunächst durchlaufen müssen. Die erarbeiteten Vorschläge sollten sich deshalb an den historisch und über die Jahre entwickelten Fördermechanismen orientieren und Instrumente wie die bereits eingeführte Markt- und Flexibilitätsprämie nutzen. Dadurch kann auf Erfahrungen des Wirkungsmechanismus aufgebaut und vorhandene Branchenerfahrungen können genutzt werden.

Rechtliche Umsetzbarkeit des Fördervorschlags: Der Fördervorschlag muss mit nationalem und europäischem Recht kompatibel sein.

3 Status-quo-Analyse

In Kapitel 3 wird der aktuelle Stand der Stromerzeugung aus Biogas und der Direktvermarktung des Stroms mit Fokus auf die flexible, steuerbare, bedarfsorientierte Stromproduktion vorgestellt. Dabei werden technische, wirtschaftliche und ökologische sowie rechtliche Aspekte der am Bedarf gesteuerten Verstromung von Biogas gesondert dargestellt.

Es werden Hemmnisse und Herausforderungen erarbeitet, welche die Erreichung der genannten leitenden Fragestellungen und die Erfüllung der Kriterien in Kapitel 2.4 erschweren. Ergänzend werden auch Entwicklungstendenzen aus Sicht der Gutachter aufgezeigt. Die Status-quo-Analyse zur Stromerzeugung aus Biogas dient als Ergänzung zu vorhandenen Veröffentlichungen (z.B. dem Monitoring zur Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse (DBFZ))³² und als Ausgangspunkt für nachfolgende Kapitel zur Untersuchung relevanter Reformmodelle und als Basis für den zu entwickelnden Fördervorschlag für Biogas-Bestandsanlagen. Der Fokus liegt auf Biogas-Bestandsanlagen, die den Strom direkt am Ort der Biogaserzeugung in das Stromnetz einspeisen und unter Geltung des EEG 2009 in Betrieb genommen wurden.

3.1 Technische, wirtschaftliche und ökologische Analyse

3.1.1 Technische Analyse

3.1.1.1 Flexibilität - Was versteht man unter einer flexiblen Stromerzeugung aus Biogas?

Um die bedarfsgerechte Stromproduktion aus Biogas beschreiben zu können, wird die Flexibilität als Maßstab dieser Bedarfsorientierung in drei Teilaspekte zerlegt. Die Flexibilität einer Biogasanlage wird durch die Anlagenauslastung (VLH im Jahr bzw. das Verhältnis zwischen produzierter Energie zu installierter Leistung) und die Möglichkeit charakterisiert, den Strombedarf zu berücksichtigen (Bedarfsberücksichtigung, d.h. die Verlagerung der Stromerzeugung in Zeiten mit erhöhtem Strombedarf). Ebenso ist die Fähigkeit von Bedeutung, die Stromproduktion kurzfristig zu ändern (Anfahrtszeiten, Laständerungsgeschwindigkeit).

Die drei Teilaspekte der Flexibilität werden nachfolgend kurz beschrieben:

Anlagenauslastung (VLH im Jahr)

Die Flexibilität einer Stromerzeugungseinheit (im Folgenden: BHKW) kann durch das Verhältnis zwischen der im Jahresverlauf produzierten Strommenge und der installierten Leistung definiert werden. Eine gängige und etablierte Möglichkeit hierfür stellen die Jahresvolllaststunden als Bezugsgröße dar. Je geringer die VLH sind, umso größer ist die Möglichkeit (Flexibilität), auf Bedarfsschwankungen zu reagieren. Wird eine Biogasanlage an einem Standort flexibilisiert, dann wird die installierte Leistung erhöht bzw. sinkt die Jahresvolllaststundenzahl bei gleichbleibender (Jahres-)Stromproduktion. Je niedriger die Volllaststundenzahl und somit je höher die installierte Leistung ist, desto höher ist die gesicherte Leistung, die dem Energiesystem zur Residuallastdeckung und für die Bereitstellung von SDL zur Verfügung steht.

³² Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013).

Bedarfsberücksichtigung (Tag, Tag/Woche und Tag/Woche/Jahr)

Flexible Biogasanlagen können ihre Stromerzeugung am Bedarf orientieren. Der Bedarf wird durch die Preisbildung am Strommarkt signalisiert. Langfristig stellt sich für flexible Biogasanlagen die Herausforderung, in geeigneter Weise große Mengen an Solar- und Windenergie zur Deckung der Last zu ergänzen. Der Bedarf am Markt entspricht annähernd der Residuallast³³ und wird bereits heute deutlich durch die Einspeisung aus Wind- und Solarenergie beeinflusst. Die Residuallast unterliegt unterschiedlich schwankenden Einflussgrößen (siehe Tabelle 2). Systematisch sind diese Schwankungen mit verschiedenen Zyklenslängen zu beschreiben, z.B. im Verlauf eines Tages (Tagesprofil Stromverbrauch und solare Einstrahlung), mehrere Tage bis zu einer Woche (Werktage vs. Wochenende, Wetterlage) und eines Jahres (Jahresprofil Strombedarf, saisonale Verfügbarkeit der Wind- und Solarenergie)³⁴.

Tabelle 2: Residuallastschwankungen aufgrund unterschiedlicher Einflussgrößen

Residuallastschwankung Einflussgrößen	Tagesverlauf (Tagesflex)	Wochenverlauf (Wochenflex)	Monatsverlauf (saisonal) (Saisonalflex)
EE-Erzeugung	Untertägiger Verlauf der Solar- und Windenergie	Mehrtägige Wetterlage	Saisonale Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie (PV) (Witterungsabhängigkeit)
Last (Stromnachfrage)	Tagesprofile	Stromnachfrage am Wochenende und an den Feiertagen geringer	Witterungsabhängigkeit (Temperatur, Sonnenscheindauer, Niederschlag) der Nachfrage

Deshalb gilt es zu beschreiben, welche Bedarfsberücksichtigung die Anlagen abbilden können. Welche Fähigkeit besitzt die Biogasanlage, auf den Einfluss von Tages- oder Tages- und Wochen- oder sogar gleichzeitig Tages-, Wochen- und Jahresschwankungen zu reagieren? Je größer die Zeiträume der Bedarfsschwankungen sind, die bei der Fahrplanerstellung berücksichtigt werden, desto größer werden die Anforderungen an die Speicherdauer von Biogas. Für Biogasanlagen bedeutet dies, dass die notwendigen Gasspeicherkapazitäten und / oder das Fütterungsmanagement dementsprechend angepasst werden müssen.

Anfahrtszeiten und Laständerungsgeschwindigkeit

Neben diesen beschriebenen systematischen Anforderungen an die Flexibilität muss auch die Fähigkeit der Laständerung beachtet werden. Die Fähigkeit, in sehr kurzer Zeit auf die beschriebenen Anforderungen zu reagieren, gewinnt zunehmend an Bedeutung. Die Anzahl der sich schnell ändernden Lastanforderungen nimmt durch die fEE in Zukunft weiter zu.

Biogasbetriebene BHKW sind größtenteils technisch in der Lage, Anfahrtszeiten innerhalb von 15 Minuten (0,25 h) zu realisieren. BHKW sind somit i.d.R. in der Lage, in dieser Zeit aus dem kalten Zustand auf Vollastbetrieb umzustellen. Sie weisen eine schnelle Reaktionsfähigkeit auf, ähnlich wie Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) bzw. Gasturbinen (siehe Tabelle 3). BHKW-Hersteller sehen kurzfristig bei vielen ihrer Modelle die Möglichkeit, innerhalb von 5 Minuten

³³ Residuallast bezeichnet die in einem Elektrizitätsnetz nachgefragte Leistung (Last) abzüglich des Anteils fluktuierender Einspeisung (z. B. Windkraft und Sonnenenergie). Sie stellt also die Restnachfrage dar, welche von regelbaren (flexiblen) Kraftwerken gedeckt werden muss.

³⁴ Holzhammer, Uwe et al. (2013).

(0,08 h) einen Volllastbetrieb zu erreichen, sodass sich die Anfahrtszeiten voraussichtlich weiter verkürzen werden. Auch die Laständerungsgeschwindigkeit könnte laut einiger BHKW-Hersteller von knapp 7 % der Nennleistung pro Minute (% PN/min) auf 20 % PN/min gesteigert werden. Dieser Laststeigerungsgradient übersteigt damit sogar den der Gasturbinen. Für beide Maßnahmen sind i.d.R. gewisse technische Nachrüstungen wie z.B. Warmhalte-Vorrichtung oder Thermomanagement notwendig. Ein Teillastbetrieb scheint aus Sicht der BHKW-Hersteller zukünftig dafür nicht notwendig, um diese Werte zu erreichen (Mindestlast: 0% PN). Der abzudeckende Bereich liegt dann zwischen 0 % PN und 100 % PN, bezogen auf die installierte elektrische Leistung des BHKW. Weiterentwicklungen sind vorstellbar und werden von den BHKW-Herstellern diskutiert.

Tabelle 3: Dynamische Kennwerte thermischer konventioneller Kraftwerke³⁵

Kraftwerkstyp		Steinkohle	Braunkohle	Gas- und Dampfkraftwerke (GuD)	Gasturbinen solo	Biogasbetriebenes BHKW
Lastgradient	%PN/min	1,5/4/6	1/2,5/4	2/4/8	8/12/15	-/7/20
im Bereich	%PN	40 - 90	50 - 90	40*) - 90	40*) - 90	0 - 100
Minimallast	%PN	40/25/20	60/50/40	50/40/30	50/40/20	0
Anfahrtszeiten:						
heiß (< 8 h)	h	3/2,5/2	6/4/2	1,5/1/0,5	< 0,1	0,25/0,25/0,08
kalt (> 48 h)	h	10/5/4	10/8/6	4/3/2	< 0,1	0,25/0,25/0,08**

*) Bedingt durch die Emissionsgrenzwerte von NO_x und CO im Dauerbetrieb.

***) Durch Warmhaltung, kein klassischer Kaltstart.

Derzeit sind rund 7.500 Biogasanlagen mit etwa 3,2 GW_{el} am Stromnetz angeschlossen³⁶. Mit dieser aggregierten Leistung kann ein hohes Maß an Flexibilität im Stromsystem bereitgestellt werden. Es ist vorstellbar, dass bei einer Anforderung an eine kurzfristige Laständerung eine große Anzahl dieser Anlagen gleichzeitig reagiert, wenn diese in einem Pool miteinander vernetzt sind (sog. virtuelles Kraftwerk). Die flexible Leistung würde sich bei annähernd gleichbleibender Laständerungsgeschwindigkeit dementsprechend vervielfachen.

Biogasanlagen³⁷ sind technisch in der Lage, flexibel zur Deckung der Residuallast beizutragen. Dies gelingt insbesondere, wenn zusätzliche Kapazitäten zum flexiblen Betrieb zugebaut werden, aber auch wenn die bestehende installierte Leistung bei abgesenkter Bemessungsleistung flexibel betrieben wird. Ein großer Teil dieser Biogas-Anlagen vermarktet den Strom schon jetzt direkt an der Strombörse (siehe auch Kapitel 3.1.2.1). Davon werden 329³⁸ flexibel betrieben und berücksichtigen Strompreisschwankungen, um einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen sicher zu stellen. Die Direktvermarktung (im Folgenden: DV) ist als wichtiger Schritt hin zu ei-

³⁵ Erläuterung der angegebenen Werte zu Lastgradient, Minimallast und Anfahrtszeiten: 1. Wert: heute üblich; 2. Wert: Stand der Technik; 3. Wert: Optimierungspotenzial. Um Angaben des biogasbetriebenen BHKW auf Basis einer BHKW-Herstellerbefragung erweitert; alle weiteren Daten sind entnommen aus: Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (VDE) (Hrsg.) (2012).

³⁶ Daten aus 2012, Stand Mai 2013. Vgl. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013).

³⁷ Ebenso BHKW-Anlagen die mit Biomethan betrieben werden.

³⁸ Mit Biogas und Biomethan flexibel betriebene BHKW Anlagen, Stand Februar 2014.

ner zunehmend flexiblen und bedarfsorientierten Stromerzeugung zu sehen. Die DV ist die Basis für die weitere Entwicklung der bedarfsorientierten Stromerzeugung mittels EE bzw. Biogasanlagen und Grundlage zur Ausschöpfung des flexiblen Strombereitstellungspotentials. Wenn es gelingt, diese Anlagen mit flexibler Leistung³⁹ auszustatten, könnten diese einen relevanten Beitrag zur Deckung der Residuallast und zur Bereitstellung von SDL liefern. Erst die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas führt zu der Möglichkeit, neben negativer RL auch in relevantem Umfang positive RL bereitzustellen.

3.1.1.2 Anpassung der Anlagentechnik für die flexible Stromerzeugung aus Biogas

Gegenüber einer herkömmlichen grundlastorientierten Fahrweise einer Biogasanlage ergeben sich neue Anforderungen an verschiedene Anlagenbestandteile, um die Stromproduktion flexibel in Zeiten mit hohem Strombedarf verlagern zu können. Grundsätzlich sind alle bestehenden Anlagen dafür geeignet, flexibel Strom zu produzieren. Durch eine Zwischenspeicherung des (relativ kontinuierlich) produzierten Biogases ist es möglich, die Gaserzeugung von der Verstromung zeitlich zu entkoppeln. Um möglichst große Strommengen zu erzeugen, wenn dies zur Deckung der Residuallast erforderlich ist, muss die zwischengespeicherte Gasmenge mit einer höheren elektrischen Leistung und über kürzere Zeiten als im Grundlastbetrieb verwertet werden.

Für eine Umrüstung bestehender Anlagen bedeutet das, dass insbesondere die folgenden Anlagenkomponenten entsprechend der erwünschten Flexibilität angepasst werden müssen:

- Biogasspeicherung
- Biogasstrecke und Biogasvorbehandlung (Trocknung, Entschwefelung usw.)
- Biogasverwertung (z.B. im BHKW)
- Kommunikation und Informationstechnik
- Netzanschluss
- Wärmeversorgung

Dies wird im Folgenden kurz erläutert. Prinzipiell wäre es darüber hinaus auch möglich, den Anlagenbetrieb zu flexibilisieren, ohne technische Änderungen am Anlagenkonzept vorzunehmen und lediglich die Substratmenge zu reduzieren, um somit Überschusskapazität für einen flexiblen Anlagenbetrieb bereit zu stellen.

Biogasspeicherung

Um Biogas für eine flexible Stromerzeugung vorzuhalten, können Gasspeichersysteme zum Einsatz kommen, wie sie bei Biogasanlagen heute Stand der Technik sind. Für einen Grundlastbetrieb ist es Aufgabe des Gasspeichers, Schwankungen in der Gasproduktion und -verwertung als Puffer auszugleichen. Für einen flexiblen Anlagenbetrieb sind in der Regel größere Gasspeicherkapazitäten erforderlich. Bestehende Gasspeicher, die keinen ausreichenden Gasspeicherraum bieten, können hierfür intern (Vergrößerung der vorhandenen Gasmembran) und/oder extern (z. B. durch ergänzenden Kugelspeicher) erweitert werden.

Bei der bedarfsgerechten Verstromung müssen zu jedem Zeitpunkt die erzeugte Gasmenge, die gespeicherte Gasmenge und der Gasbedarf bekannt sein. Daher muss dem Gasspeicherma-

³⁹ Gemeint ist die Reduzierung der Jahresdurchschnittsleistung (Bemessungsleistung) bei gleichbleibender installierter Leistung bzw. Erhöhung der installierten Leistung bei gleichbleibender Bemessungsleistung.

nagement und der Füllstandsmessung erhöhte Aufmerksamkeit geschenkt werden. Ziel ist es, mit hinreichender Genauigkeit den Gasspeicherfüllstand abzubilden und steuern zu können.

Biogasstrecke und Biogasvorbehandlung

Die Biogasstrecke und Biogasvorbehandlung muss an den temporär erhöhten Biogasdurchfluss bei einer maximalen Stromproduktion angepasst werden. Dies betrifft die Biogasleitungen, Armaturen sowie die Vorrichtungen zur Biogas-Trocknung und z.T. dessen Entschwefelung.

Biogasverwertung

Biogas wird meist in BHKW verstromt. Soll die Verstromung flexibilisiert werden, ist ein Überbau vorhandener elektrischer Kapazitäten erforderlich. Eine flexible Verstromung kann durch eine Taktung der Stromerzeugungsaggregate bei Nennlast oder deren Betrieb im Teillastbereich erfolgen. Beim Taktbetrieb eines BHKW ist es sinnvoll, Starthilfeeinrichtungen (Vorwärmung, Vorschmierung) zu installieren, um lange Standzeiten und eine höhere Startbereitschaft zu erzielen.

Kommunikation und Informationstechnik

Der Stromproduktionsfahrplan beim flexiblen Anlagenbetrieb wird in der Regel mit dem Stromvermarkter abgestimmt. Zwischen Anlagenbetreiber/-innen und Stromhändlern muss daher ein bidirektionaler Datenaustausch erfolgen. Dieser kann verbal erfolgen, bei einem professionalisierten Anlagenbetrieb geschieht dies mit Hilfe eines automatisierten Datenaustausches zwischen Prozessleitsystem des Stromhändlers und der Anlagensteuerung der Biogasanlage. Hierdurch kann sichergestellt werden, dass die einerseits zur Erzeugung der vermarkteten Strommenge notwendige Biogasmenge vorhanden ist und andererseits eine Überfüllung des Gasspeichers vermieden werden. Je kürzer die vermarkteten Stromprodukte sind (insbesondere bei Bereitstellung von Regelennergie), desto eher ist eine automatische Datenübertragung notwendig.

Netzanschluss

Wird die elektrische Leistung einer Biogasanlage erweitert, ist es gegebenenfalls erforderlich, die Transformatorenleistung entsprechend anzupassen. Ebenso muss die vorgesehene Leistung an das Stromnetz angeschlossen werden können.

Wärmeversorgung

Ein effizienter und leistungsfähiger anaerober Abbau von organischer Masse im Fermenter ist auf ein stabiles Temperaturniveau angewiesen. Die Wärmeversorgung wird in der Regel durch die Abwärme des BHKW sichergestellt. Um die Wärmeversorgung der Fermenter bei einem flexiblen Anlagenbetrieb sicher zu stellen, kann es erforderlich sein, die Stillstandzeiten des BHKW durch einen Wärmepufferspeicher zu überbrücken. Dies kann auch erforderlich sein, wenn externe Wärmeabnehmer versorgt bzw. Wärmelieferverträge erfüllt werden müssen.

Biogasanlagen, die einen relevanten Anteil der gleichzeitig produzierten Wärme an Wärmekunden liefern, müssen prüfen, in wie weit die Flexibilisierung mittels einer Leistungserhöhung die Wärmelieferung beeinflusst. Der absolute Wärmebedarf, das Wärmebedarfsprofil im Jahresverlauf und das hydraulische Konzept spielen eine Rolle, in wie weit ein Wärmespeicher benötigt wird. Es ist davon auszugehen, dass die Flexibilisierung nur dann stattfindet, wenn die Wärmelieferung nahezu unverändert bleibt. Die Einnahmen aus der Wärmelieferung stellen für diese Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Refinanzierung der Anlage selbst und der Wär-

meversorgungstechnik dar. In Einzelfällen kann die höhere Wärmeleistung der flexiblen Anlage auch zu einer Steigerung des Wärmeabsatzes führen, wenn der Wärmebedarf mit hohen Strompreisen zusammenfällt.

Wird die Bemessungsleistung zur Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas abgesenkt, so sinkt zugleich auch die bereitgestellte Wärmemenge. Diese Absenkung werden voraussichtlich nur Biogasanlagen vornehmen, die dabei nicht auf relevante Einnahmen durch die Wärmelieferung verzichten müssen. Insbesondere in diesen Konstellationen ist ein höherer spezifischer Anteil an genutzter Wärme (bezogen auf die produzierte Wärmemenge) als vor der Flexibilisierung realisierbar. Gilt dies, könnte dadurch die Ausnutzung der Biomasse erhöht werden. Allerdings ist mit Investitionen in Wärmespeicherkapazitäten zu rechnen.

3.1.2 Wirtschaftliche Analyse

3.1.2.1 Aktueller Stand von Biomasse- und Biogas-Bestandsanlagen in der DV

Zur Übersicht wird der aktuelle Stand der Verbreitung und Entwicklung von Biomasse- und Biogasbestandsanlagen analysiert. Der Fokus wird dabei auf Anlagen gelegt, welche ihren Strom direkt vermarkten bzw. bereits bedarfsorientiert Strom produzieren.⁴⁰

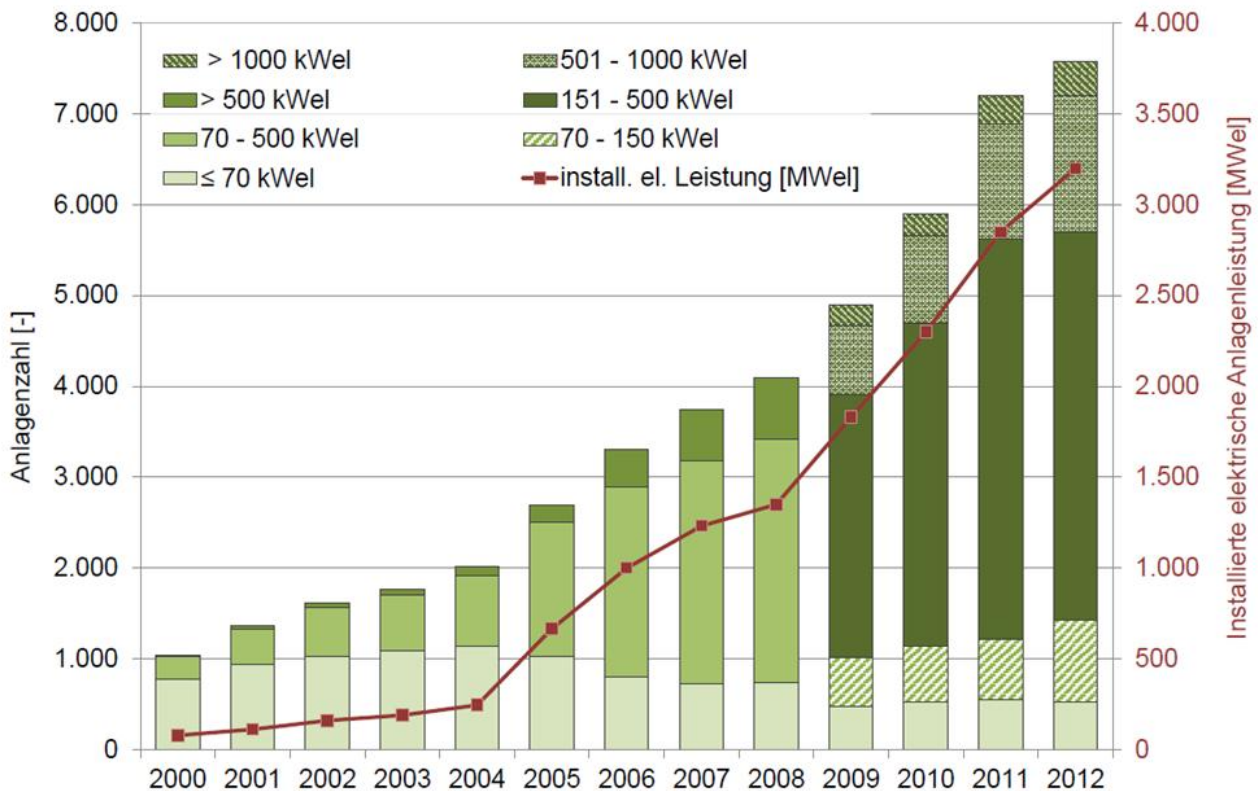
Dabei geht es um die Vermittlung von Größenordnungen potentieller Anlagen, welche derzeit und zukünftig das Instrument der Flexibilitätsprämie nach § 33 i EEG 2012 in Anspruch nehmen bzw. nehmen könnten. Ebenso wird deutlich, in welche Spannungsebenen die Anlagen verstärkt einspeisen. Dies ist von Bedeutung, wenn die Flexibilisierung durch eine Erhöhung der installierten Leistung herbeigeführt wird und ggf. die Netzanschlusskapazität erhöht werden muss.

Abbildung 5 zeigt zur Veranschaulichung die Entwicklung des Zubaus von Biogasanlagen vom Jahr 2000 bis 2012. Der große Zubau an Erzeugungskapazität im Biogasbereich fand ab dem Jahr 2005 statt. Während im Jahr 2000 ca. 100 MW_{el} und etwa 1.000 Anlagen installiert waren, so sind es bis 2004 zwar schon ca. 2.000 Anlagen, allerdings nur mit einer Gesamtleistung von ca. 250 MW_{el}. Bis 2012 wuchs die installierte Leistung der Biogasanlagen auf etwa 3,2 GW_{el}, bei ca. 7.500 Anlagen, an.⁴¹

⁴⁰ Zur Direktvermarktung von Biogasstrom vgl. KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hrsg.) (2013).

⁴¹ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013). Die prognostizierte elektrisch installierte Anlagenleistung lag bis Ende 2013 bei etwa 3,55 GW_{el}. Vgl. Fachverband Biogas e. V. (2014).

Abbildung 5: Entwicklung der Stromproduktion aus Biogas in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2012⁴²



Durch die Übertragungsnetzbetreiber (im Folgenden: ÜNB) werden öffentlich Stammdaten bereitgestellt, welche eine Auswertung der aktuellen Entwicklung der gesamten Biomasseanlagen in der DV ermöglichen⁴³. Nachfolgend werden die Daten nach der Anlagenanzahl und Anlagengröße (Leistungsklassen) ausgewertet. Damit können Aussagen über die räumliche Verteilung und die Netzebene getroffen werden, in welche die Biomasseanlagen ihre Leistung bzw. elektrische Energie einspeisen.

Seit Januar 2012 steigt die elektrische Leistung der Anlagen, die den Strom direkt vermarkten, bis auf die Ausnahme im Dezember 2013, kontinuierlich an. Insgesamt werden in Deutschland bis Februar 2014 etwa 3 GW_{el} Strom aus (fester, flüssiger und gasförmiger) Biomasse direkt vermarktet. Wie Abbildung 6 zeigt, ist seit Januar 2012 eine nahezu gleichbleibende Entwicklung zu beobachten⁴⁴. Das Interesse der Anlagenbetreiber/-innen, sich stärker am Marktgeschehen zu beteiligen, ist weiter groß. Zudem gibt es neue Akteure, die die DV und die Regelleistungsbereitstellung als Vermarktungsprodukt für den Strom aus Biomasseanlagen, besonders

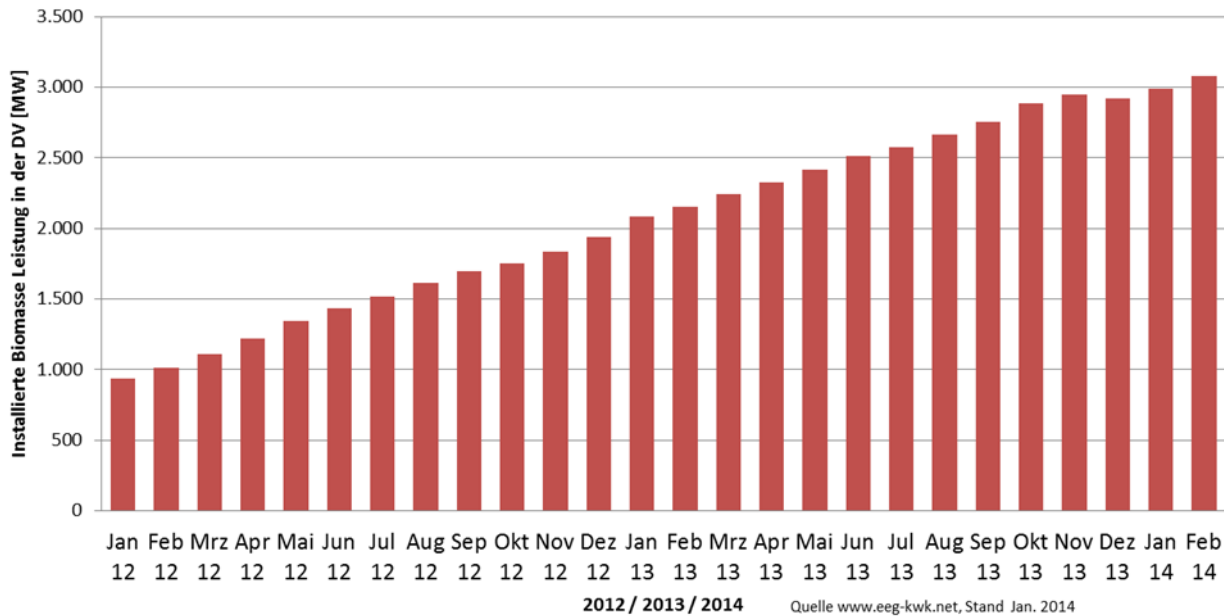
⁴² Ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen. Vgl. Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013).

⁴³ Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014a).

⁴⁴ Mit einer Ausnahme: Dez. 2013: Die Anlagenanzahl die sich im Dez. 2013 in der DV befanden, ist weiter (leicht) gestiegen, während die spez. installierte Leistung sich leicht reduziert hat (was weitere Analysen zeigen). Das heißt, dass Anlagen mit einer höheren Gesamtleistung aus der DV wieder in die Festvergütung gewechselt sind. 2013 sind das ca. 10 % (bezogen auf die Anlagenzahl), was auch die Differenzen zu nachfolgenden Darstellungen erklärt. Dies folgt aus einer Auswertung monatlicher EEG-Anlagenstammdaten in Anlehnung an Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013). Die Daten sind nicht vollständig konsistent mit den in Abbildung 6 dargestellten Werten, da diese Auswertung der Stammdaten von der installierten Leistung der Anlagen ausgeht, nicht von der Leistung die direkt vermarktet wird. Dieser Sachverhalt verändert allerdings die Grundaussage nicht.

auch aus Biogasanlagen anbieten⁴⁵. Aufgrund dessen und in Folge des Interesses der Anlagenbetreiber/-innen, sich auch am Regeleistungsmarkt zu beteiligen, kann eine weitere Zunahme an Anlagenleistung aus dem Biomassebereich, insbesondere durch Biogas, in der DV erwartet werden.

Abbildung 6: Entwicklung der Direktvermarktung von Strom aus Biomasse seit dem Januar 2012 (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014a) an.)



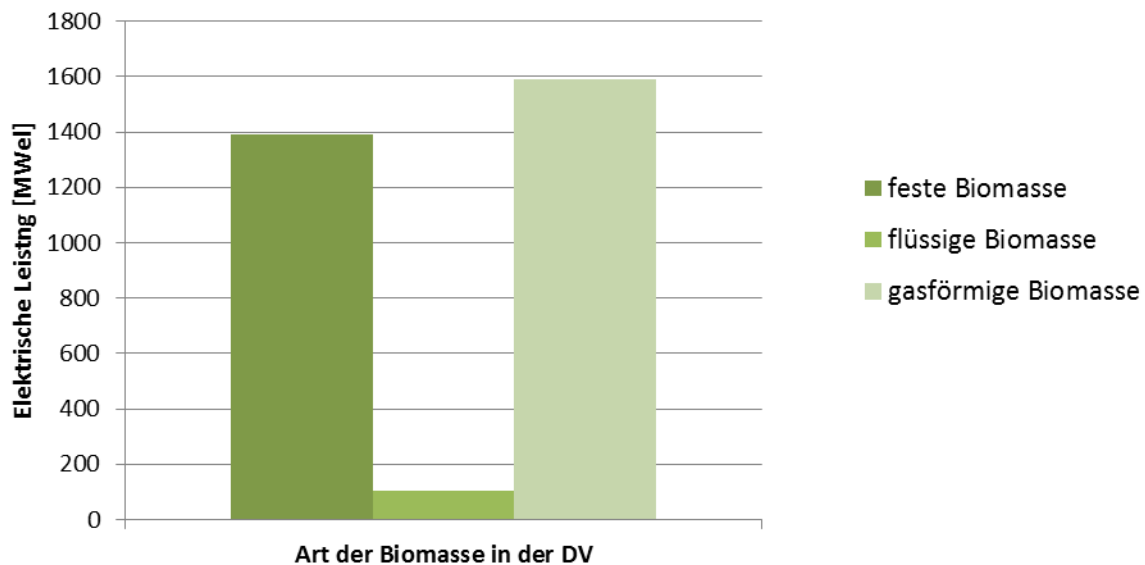
Die in Abbildung 6 aufgezeigten über 3 MW_{el} Anlagenleistung, die den Strom direkt vermarkten, beschreibt alle Anlagen, die Biomasse einsetzen. Die Datenlage lässt keine Auswertung speziell für Biogas zu. Deshalb wird in der Abbildung 7 eine Abschätzung der Aufteilung der Anschlussleistung vorgenommen. Demnach vermarkten Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, mit einer Anschlussleistung von ca. 1,4 GW_{el} den Strom selbst. Weitere ca. 100 MW_{el} werden durch Anlagen direkt vermarktet, die flüssige Biomasse nutzen. Der Rest mit knapp 1,6 GW_{el} der Anlagenleistung setzt demnach gasförmige Biomasse (Biogas und Biomethan) ein. Die Leistung der Anlagen, die mit Biogas in der Vor-Ort-Verstromung betrieben werden, wird davon den weit überwiegenden Teil von ca. 1,3 MW_{el} bis 1,4 GW_{el}⁴⁶ ausmachen. Es ist somit anzunehmen, dass eine beachtliche Strommenge von ca. 10 bis 11 TWh_{el}⁴⁷ pro Jahr Strom aus Biogas direkt vermarktet wird.

⁴⁵ Dies zeigte sich deutlich auf der 23. Jahrestagung und Fachmesse des Fachverband Biogas e. V. im Januar 2014 in Nürnberg.

⁴⁶ Annahmen für die Abschätzung: Die Hälfte der 400 MW_{el} bis 600 MW_{el} installierte Leistung von Biomethan-BHKW-Anlagen vermarktet den Strom selbst. Die Abschätzung erfolgt auf Grundlage der Ergebnisse des Forschungsvorhabens „Monitoring der deutschen Biomethanbranche und des Biomethanmarktes“, BMU, 09/2009 – 02/2012.

⁴⁷ Zum Vergleich: Die gesamte Strommenge aus Biogas betrug 2012 ca. 23,1 TWh/a. Vgl. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.) (2013).

Abbildung 7: Aufteilung der Biomasseanlagenleistung in der Direktvermarktung mittels der Marktprämie nach Aggregatzustand⁴⁸



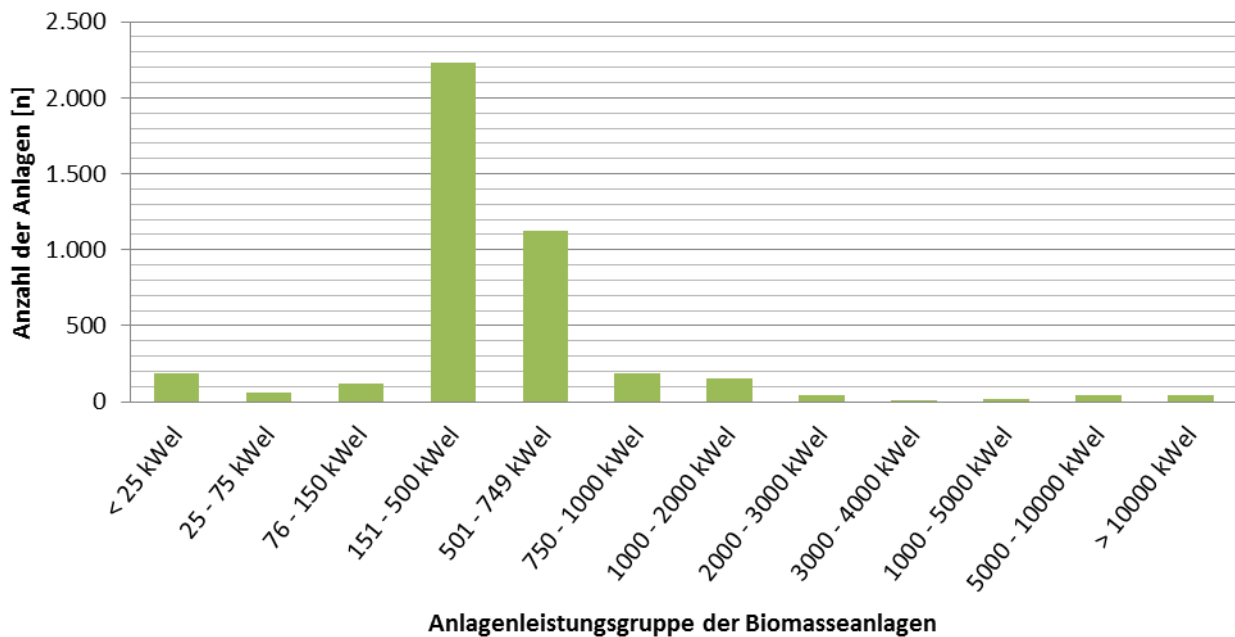
Die vorgestellte Entwicklung wird aktuell insbesondere von den Anlagen getrieben, die gasförmige Biomasse einsetzen. Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, waren sehr schnell in der DV, da die durchschnittliche Leistung dieser Anlagen auch größer als im Biogasbereich ist und somit die spezifischen Einbindungskosten (pro kWh Strom) geringer sind. Ein Großteil der Anlagen, die feste Biomasse (bezogen auf die Anlagenleistung) nutzen, befindet sich nun schon in der DV. Die Biogasanlagen wechseln kontinuierlich weiter in die DV, so dass sich aktuell ca. die Hälfte der Anlagenleistung in der DV befindet. Die flüssige Biomasse spielt mit ca. 100 MW_{el} in der Direktvermarktung eine untergeordnete Rolle, wenngleich über die Hälfte aller Anlagen, die flüssige Biomasse nutzen, sich schon in der DV befinden.

Abbildung 8 zeigt auf, wie sich die ca. 4.223 Anlagen in der DV größenmäßig aufteilen.⁴⁹ Die ausgewiesenen Biomasseanlagen nutzen neben Biogas auch flüssige und feste Biomasse.

⁴⁸ Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014) und der Deutschen Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013) an.

⁴⁹ Eine Gesamtanlagenanzahl von ca. 4.223 entspricht allen Biomasseanlagen, welche sich bis einschließlich Dezember 2013 für die Direktvermarktung des produzierten Stroms (vollständig oder anteilig) angemeldet haben. Unberücksichtigt sind hier ca. 410 Biomasseanlagen, die sich im Jahresverlauf wieder aus der DV zurückgezogen haben. Dies ergibt sich bei einer Auswertung monatlicher EEG-Anlagenstammdaten in Anlehnung an Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013).

Abbildung 8: Anzahl der Biomasseanlagen in der Direktvermarktung, in Abhängigkeit der Anlagenleistungsgruppen (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.)



Der Großteil der Biomasseanlagen, die den Strom direkt vermarkten, liegt im Leistungsbereich zwischen 150 kW_{el} und 750 kW_{el} (ca. 3.300 Anlagen). Dieser Leistungsbereich ist typisch für Biogasanlagen in der Vor-Ort-Verstromung, insbesondere für landwirtschaftliche Anlagen⁵⁰.

Des Weiteren wird ein relevanter Umfang von etwa 350 Biomasseanlagen im Leistungsbereich kleiner 150 kW_{el} direkt vermarktet. Dies lässt auf standardisierte Vermarktungsprozesse schließen (z.B. Anforderungen an die Anlagentechnik, Standardabrechnungsmodalitäten, Standardbegutachtung). Darüber hinaus ist zu erwarten, dass der Strom durch große gemeinsame Zusammenschlüsse über wenige Stromhändler (z. T. Stadtwerke) vermarktet wird. Dies ist besonders dann für Anlagen möglich, wenn deren Anlagenkonfigurationen und somit Restriktionen zur Stromvermarktung nicht zu komplex sind. Eine große Anzahl dieser kleinen Anlagen wird mit Biomethan versorgt. Für die DV des Stroms aus BHKW im unteren Leistungsbereich (unter 150 kW_{el}) ist die Standardisierung der Vermarktungsprozesse besonders wichtig. Dies ist i. d. R. bei Biomethan betriebenen BHKW-Anlagen leichter zu realisieren⁵¹.

Den Anlagenbetreiber/-innen von kleineren Biogasanlagen (unter 250 kW_{el}) ist es in den letzten zwei Jahren zudem gelungen, durch lose Betreiberzusammenschlüsse und gemeinsame Verhandlungen mit unterschiedlichen Stromhändlern Vermarktungskonzepte zu etablieren, die auch für diese Anlagengrößen realisierbar sind. Anfänglich wurde eine Stromvermarktung für Biogasanlagen unter 250 kW_{el} (spezifisch pro Anlage) als zu teuer eingeschätzt. Dies insbesondere deshalb, weil diese Anlagen sehr individuell und stark in den landwirtschaftlichen Betrieb integriert sind. Es ist anzunehmen, dass Anlagen in der Leistungsklasse unter 250 kW_{el} nicht

⁵⁰ Dies liegt insbesondere an der früheren Privilegierungsgrenze von 0,5 MW_{el} im Außenbereich für landwirtschaftliche Anlagen und der Vergütungsstruktur mit einem relevanten Vergütungsabfall ab 500 kW_{el} Bemessungsleistung.

⁵¹ Das Erdgasnetz dient als Speicher, so dass der Gasspeicher als Restriktion wegfällt. Bei Biomethan-Anlagenkonzepten ist die Wärmelieferung die limitierende Restriktion.

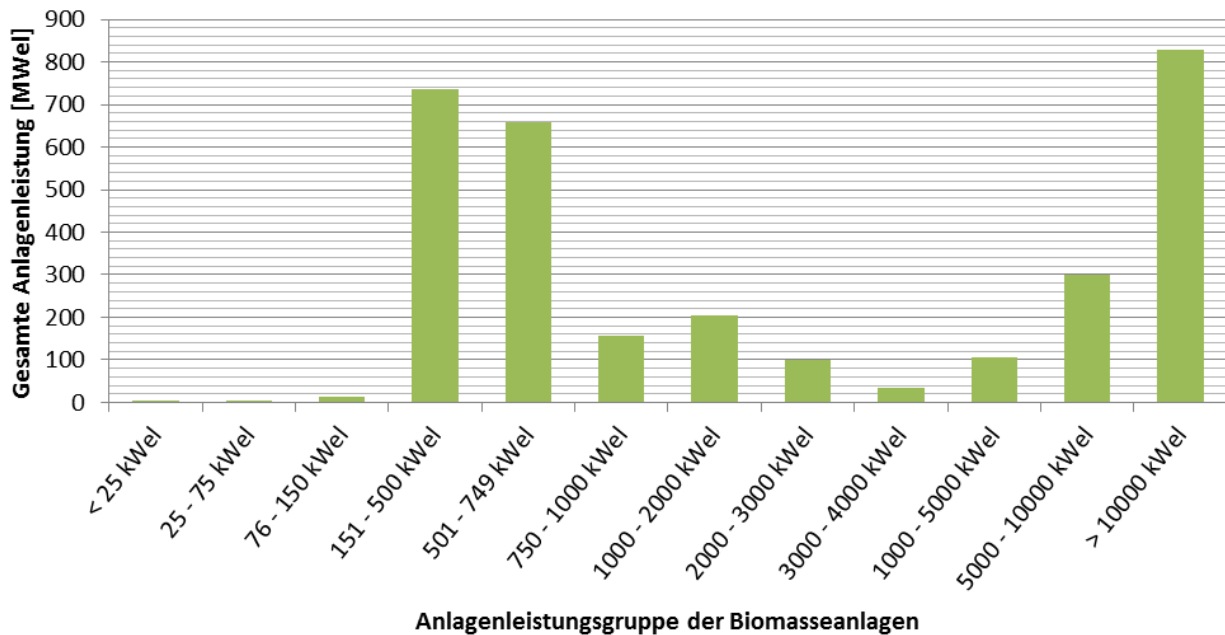
die volle Aufmerksamkeit des Landwirtes erhalten, da der Umsatz aus dem Betrieb dieser Anlagen zu gering ist. Auf Grund des geringeren Umsatzes muss auch eine einfachere Anlagentechnik mit eingeschränktem Automatisierungsgrad umgesetzt werden. Dadurch kann es für den Landwirt schwieriger sein, den vorgegebenen Fahrplan einzuhalten, was dann eine DV zusätzlich erschwert. Dennoch ist es einigen Direktvermarktern gelungen, die individuellen Restriktionen in die Vermarktung ausreichend zu integrieren und die Fahrplantreue zu erhöhen.

Abbildung 9 stellt die elektrische Anschlussleistung von Biomasseanlagen pro Leistungsklasse in der DV dar. Die gesamte Anschlussleistung in der DV beträgt etwa 3.145 MW_{el}.⁵² Leistungsklassen zwischen 150 kW_{el} und 750 kW_{el} stellen mit insgesamt ca. 1.500 MW_{el} den Großteil der Anlagenleistung dar. Anlagen mit 10 MW_{el} und mehr machen mit rund 800 MW_{el} einen weiteren großen Teil der Anlagenleistung in der DV aus. Diese hohen Leistungsklassen sind nicht mehr im Biogasumfeld⁵³ zu finden, sondern bei Anlagen, die feste Biomasse als Einsatzstoff nutzen. Anlagen unter 150 kW_{el} machen keinen nennenswerten Anteil an der Gesamtleistung der direkt vermarktenden Anlagen aus. Die Leistungsbereiche zwischen 750 kW_{el} und 10 MW_{el} belaufen sich kumuliert auf ca. 900 MW_{el}. Es ist zu erwarten, dass Biogasanlagen im Leistungsbereich deutlich über 500 kW_{el} tendenziell eher organische Reststoffe und Abfälle als Substrat einsetzen. Anlagen, die über 3 MW_{el} liegen, sind weit überwiegend Anlagen, die feste Biomasse einsetzen.

⁵² Eine Gesamtanlagenleistung von ca. 3.145 MW_{el} entspricht allen Biomasseanlagen, welche sich bis einschließlich Dezember 2013 für die Direktvermarktung des produzierten Stroms (vollständig oder anteilig) angemeldet haben. Unberücksichtigt sind hier Biomasseanlagen mit einer Kapazität von ca. 200 MW_{el}, welche sich aus der DV wieder zurückgezogen haben. Dies ergibt sich bei einer Auswertung monatlicher EEG-Anlagenstammdaten in Anlehnung an Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013).

⁵³ Biogasanlagen sind selten über 2.000 kW_{el} realisiert. Diese Anlagengrößen finden sich vereinzelt an Standorten, die organische Reststoffe/Abfälle nutzen.

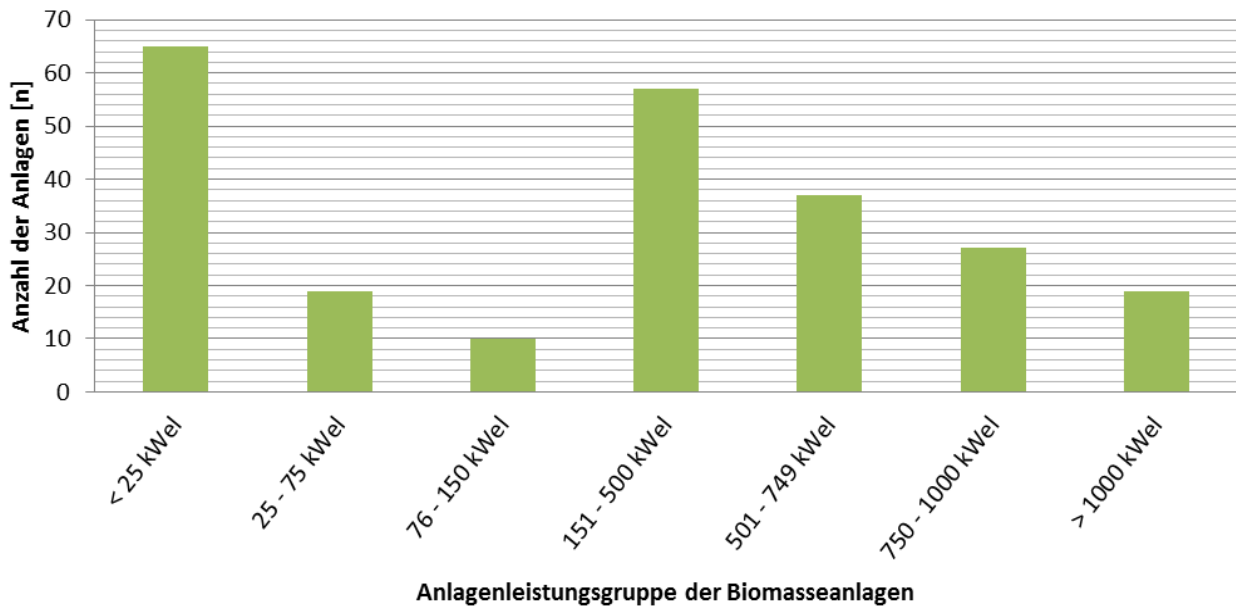
Abbildung 9: Leistung der Biomasseanlagen in der Direktvermarktung, in Abhängigkeit der Anlagenleistungsgruppen (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.)



Seit 2012 sind ca. 230 Biomasseanlagen in Betrieb gegangen, die sich für die DV angemeldet haben. Diese Anlagen teilen sich, wie in Abbildung 10 dargestellt, nach Anlagenleistungsgruppen auf. Diese Auswertung zeigt, dass Anlagen im kleineren Leistungssegment den Strom direkt vermarkten können. Die hohe Anzahl von Anlagen im unteren Leistungsbereich kleiner 75 kW_{el} lässt aktuell eine Zunahme der Vermarktung von Strom aus BHKW vermuten, die mit Biomethan betrieben werden. Überraschend ist, dass laut Fachverband Biogas e.V. in diesem Zeitraum ca. 545 Biogasanlagen in Betrieb gingen. Ebenfalls müssten in diesem Zeitraum noch vereinzelt Anlagen hinzugekommen sein, die feste Biomasse einsetzen.⁵⁴ Wenn man die Anlagen, die feste Biomasse einsetzen und seit 2012 in Betrieb gingen, außer Acht lässt, so befinden sich nur ca. 20% der Neuanlagen in der DV. Grund hierfür könnte die Herausforderung bei der Prognose der produzierten Strommengen während der Inbetriebnahmephase sein. Möglicherweise warten die Anlagenbetreiber/-innen das erste Betriebsjahr ab, bis sie in die DV wechseln.

⁵⁴ Anlagen die flüssige Biomasse einsetzen kommen nicht hinzu, da das EEG 2012 diese Anlagen in der Vergütung nicht mehr vorsieht.

Abbildung 10: Anzahl der Biomasseanlagen, die sich in der DV befinden und ab 2012 in Betrieb gegangen sind. (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.)



Die Direktvermarktung des Stroms ist die rechtliche Voraussetzung zur Bereitstellung von RL durch steuerbare EE-Anlagen. Biomasseanlagen sind technisch in der Lage, in der Grundlaststromerzeugung negative RL bereit zu stellen. Ein Großteil der Anlagen ist für die Bereitstellung von MRL ohne große Anpassungen und Modifikationen geeignet. Ein immer weiter ansteigender Teil der Anlagenbetreiber/-innen beschäftigen sich auch mit den strengeren Präqualifikationsanforderungen für die SRL. Im Moment sind ca. 750 MW_{el} Biomasseanlagenleistung für die Bereitstellung von RL bei den vier ÜNB in Deutschland⁵⁵ präqualifiziert. Davon werden ca. 300 MW_{el} regelmäßig am Regelleistungsmarkt angeboten.⁵⁶ Das Interesse der Anlagenbetreiber/-innen, die den Strom direkt vermarkten, ist sehr groß sich an diesem Markt zu beteiligen. Die Anlagenbetreiber rechnen in diesen Zusammenhang mit Mehrerlösen.⁵⁷ Es ist laut einigen Stromhändlern zu erwarten, dass es zu einer starken Zunahme von Anlagen kommt, die dem ÜNB als Regelleistungslieferant dienen. Die Stromhändler, aber auch z.T. die BHKW-Hersteller prüfen, in wie weit der PRL-Markt zukünftig von Interesse sein kann.

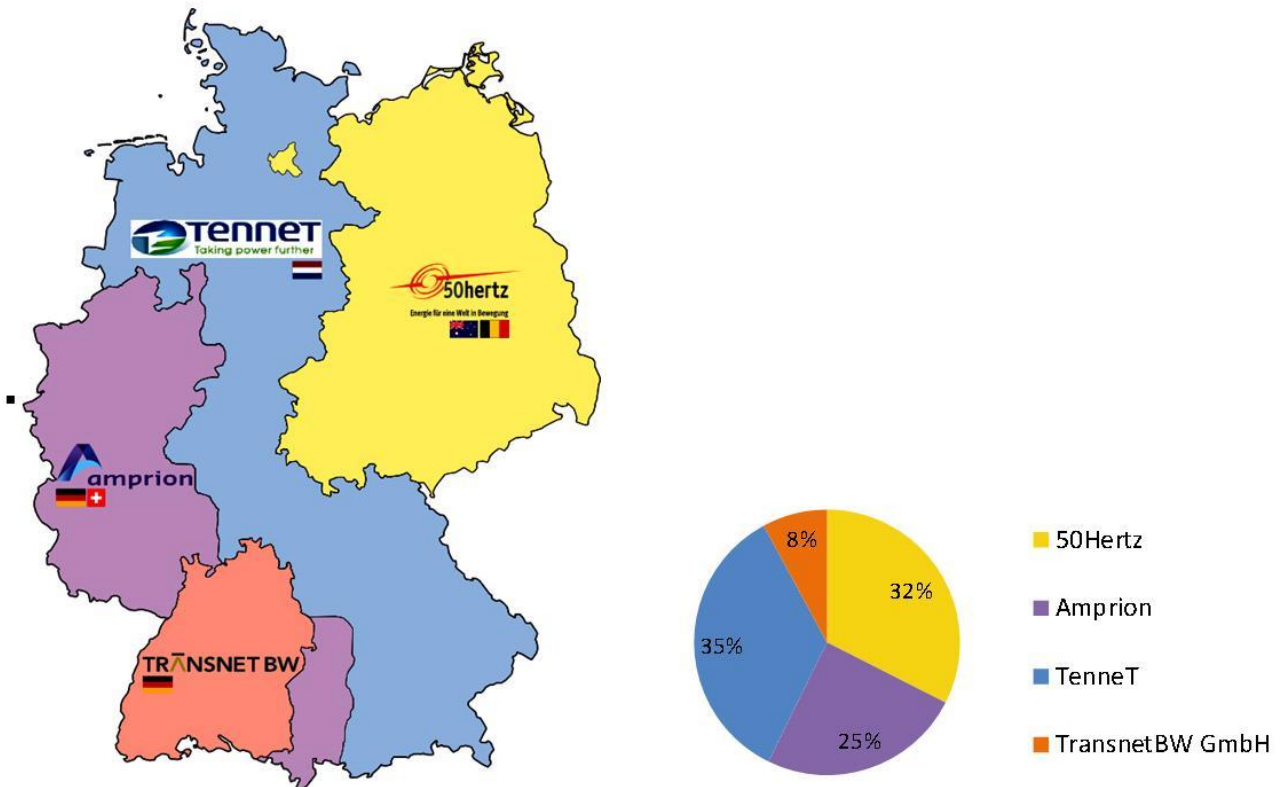
⁵⁵ 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH.

⁵⁶ Die Zahlen beruhen auf einer überschlägigen Abschätzung, die sich auf Gesprächen mit einschlägigen Branchenteilnehmern stützen.

⁵⁷ Die erzielbaren Erlöse durch die Bereitstellung von RL sind stark von den technischen Restriktionen der Anlage, von der Gebots-Strategie und vermarkteten Anlagenpools des Stromhändlers sowie durch die Preisentwicklung am RL-Markt abhängig. Die erzielbaren Erlöse einer beispielhaften Biogasanlage mit 500 kW_{el} installierter Leistung können bei ca. 18.000 €/a für neg. SRL und für neg. MRL bei 8.000 €/a liegen. Die genannten Erlöse können nur als Anhaltspunkte gesehen werden. Vgl. hierzu das aktuelle Forschungsvorhaben „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ zur Untersuchung der Direktvermarktungsoptionen des EEG im Auftrag des BMUB, durchgeführt durch das Fraunhofer IWES, das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) und die Rechtsanwaltskanzlei BBH.

Erst wenige Biogasanlagen vermarkten positive RL. Daran beteiligen sich nur Anlagen, die bedarfsorientiert Strom produzieren. Wenn gerade kein Strom erzeugt wird und ausreichend Brennstoff im Speicher sowie aus der kontinuierlichen Gasproduktion verfügbar ist, kann positive Regelleistung bereitgestellt werden.

Abbildung 11: Regelzonen der ÜNB in Deutschland⁵⁸ (links); Aufteilung der gesamten installierten Leistung von Biomasseanlagen von ca. 3.145 MW_{el} zu den einzelnen Regelzonen⁵⁹ (rechts)



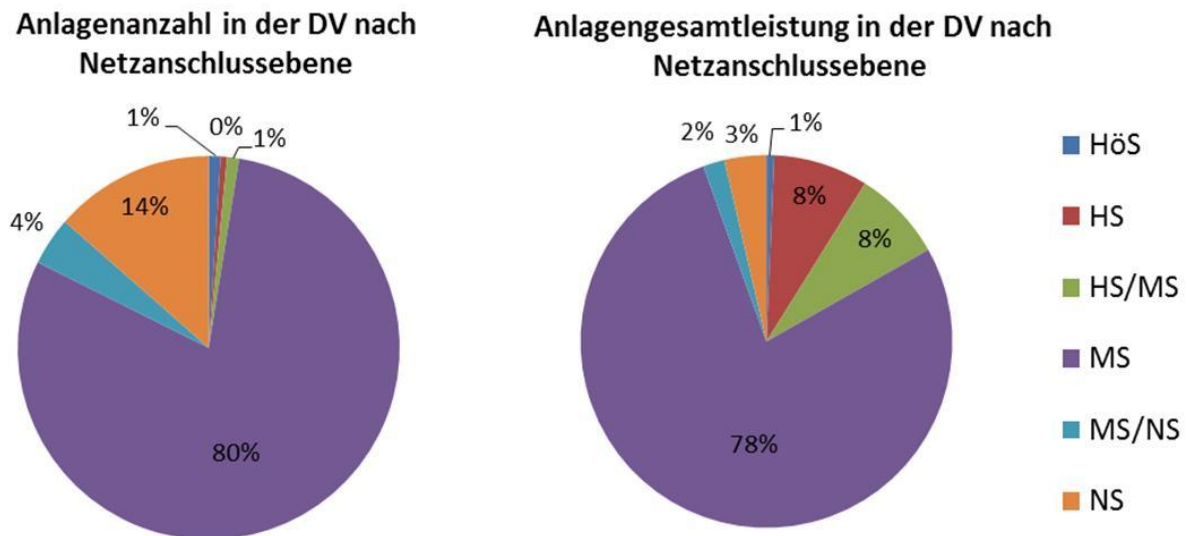
Im Gebiet der TenneT TSO GmbH befinden sich ca. 35 % der Biomasseanlagenleistung, die den Strom direkt vermarkten, im Gebiet der 50Hertz Transmission GmbH etwa 32%, im Gebiet der Amprion GmbH ca. 25 % und die restlichen rund 8 % in der Regelzone der TransnetBW GmbH. Biomasseanlagen, die den Strom direkt vermarkten, sind somit in den einzelnen Regelzonen der vier ÜNB vertreten.

Auf Grundlage dieser Daten können die unterschiedlichen Netzebenen ermittelt werden, in welche die einzelnen Anlagen einspeisen. In Abbildung 12 wird mittels zweier Kreisdiagramme die Aufteilung der Anlagenanzahl (Kreisdiagramm 1) und die Anlagenleistung (Kreisdiagramm 2) nach Netzebenen aufgezeigt, in welche die Biomasseanlagen den direkt vermarkteten Strom einspeisen.

⁵⁸ Quelle: Farblich modifiziert nach McLloyd, Francis (2012).

⁵⁹ Dies ergibt sich bei einer Auswertung von Daten der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013).

Abbildung 12: Aufteilung der gesamten Anlagen nach Anlagenleistung und Anlagenanzahl in Abhängigkeit der einzelnen Netzanschlussebenen (Die Angaben lehnen sich an Daten von der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.)



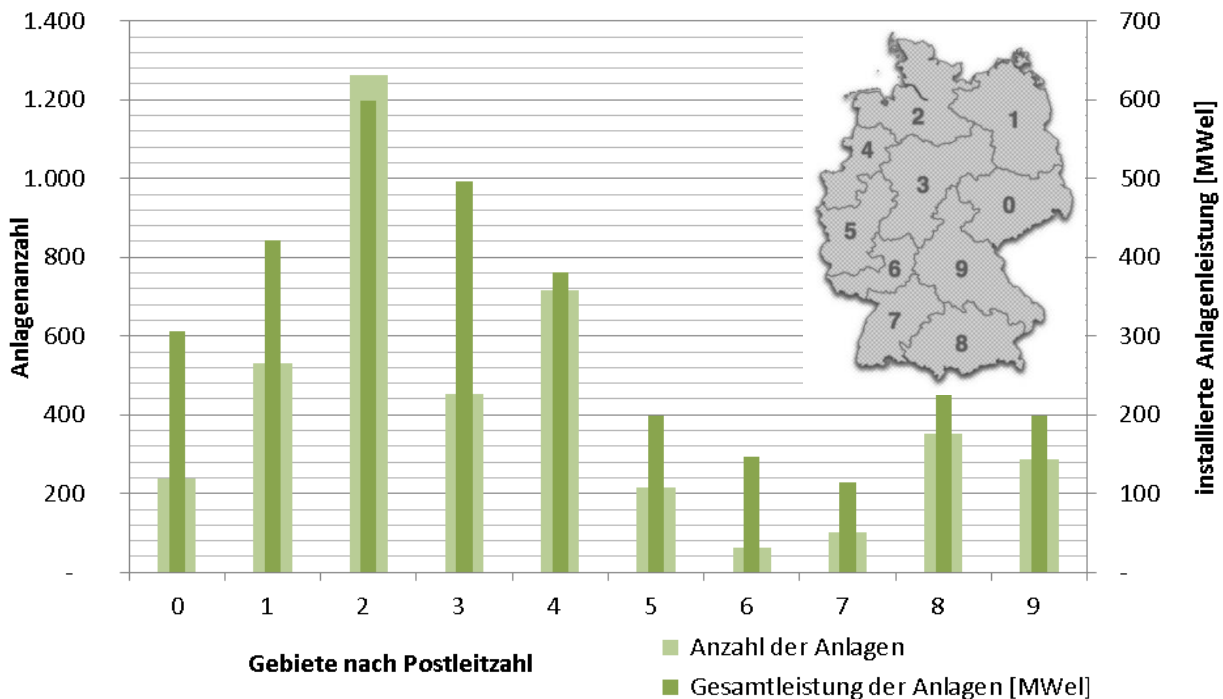
Die weit überwiegende Anzahl der Anlagen speist im Mittelspannungsnetz (im Folgenden: MS-Netz) (meist 1 bis 50 kV) ein. Das Hochspannungs- (im Folgenden: HS) (meist 110 kV) und Höchstspannungsnetz (im Folgenden: HöS) (meist 220 kV oder 380 kV) werden vergleichsweise selten genutzt (max. 1 % der Anlagen). Ca. 14 % der Anlagen speisen in das Niederspannungsnetz (NS) (230 V/0,4 kV) ein.

Auch wenn die Untersuchung auf die Anschlussleistung hin ausgewertet wird, wird deutlich, dass die Mittelspannungsebene mit ca. 78 % für die Biomasseanlagen von besonderer Bedeutung ist. Etwa 17 % der Anschlussleistung befinden sich auf HS-Ebene oder darüber. Die Anschlussleistung der über 500 Anlagen in der NS-Ebene macht nur rund 3 % aus. Die ausgewiesenen Zahlen zu HS/MS und MS/NS beschreiben die Anschlüsse der Biomasseanlagen direkt an den Verknüpfungspunkten zwischen den Netzebenen.

Werden die Biogasanlagen für die bedarfsorientierte Stromproduktion mit zusätzlicher elektrischer Leistung ausgestattet, so muss die Netzanschlusskapazität im Verteilnetz dementsprechend in der Lage sein, diese Leistung aufzunehmen. Zukünftig ist bei der Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas zu befürchten, dass die Netzkapazitätserweiterungen nach den aktuellen Regelungen der Kapazitätsermittlung an Grenzen stoßen. Das bedeutet, dass die vorhandene Anschlusskapazität nicht ausreicht, um dem System zusätzliche Leistung – bei einer hohen Nachfrage an Strom – bereit zu stellen. Im Ergebnis bedeutet dies, dass die Anlagenbetreiber/-innen, die eine Netzanschlussanfrage für die Flexibilisierung seiner Biogasanlage stellen, in vielen Fällen aufgrund der gesetzlichen Regelungen ein neuer, weiter entfernter Netzverknüpfungspunkt durch den Verteilnetzbetreiber zugewiesen werden muss. Dies kann für die Flexibilisierung der Anlage zusätzliche Investitionen bedeuten, die einen betriebswirtschaftlichen flexiblen Betrieb der Anlagen unmöglich machen.

Abbildung 13 zeigt die Darstellung der räumlichen Verteilung der Biomasseanlagen in Deutschland nach Anlagenanzahl und kumulierter Anlagenleistung, bezogen auf die jeweiligen Postleitzahlengebiete.

Abbildung 13: Geographische Verteilung der Anlagenanzahl und Anlagengröße den Postleitzahlen zugeordnet⁶⁰



In Norddeutschland (PLZ-Gebiete 1, 2 und 4) befinden sich rund 2.500 Biomasseanlagen mit einer installierten Leistung von ca. 1,4 GW_{el} in der DV. Im mittleren Teil von Deutschland (PLZ 5 und 3) sind ca. 0,75 GW_{el} (ca. 650 Anlagen) lokalisiert. Die restlichen rund 1.050 Biomasseanlagen, welche ihren Strom direkt vermarkten, sind im Süden Deutschlands (PLZ 6, 7, 8, 9 und 0) mit ca. 1 GW_{el} zu finden.

Die Stromerzeugung aus Biomasse stellt in Norddeutschland eine erneuerbare Grundlaststromerzeugung mit 1,4 GW_{el} dar, die in Phasen mit hohen Windstrommengen⁶¹ den Abtransport und die Verteilung dieser erschweren kann. Eine Flexibilisierung der Stromerzeugungsanlagen mittels Biogas würde einen Beitrag zur Entlastung der Stromnetze in Starkwindphasen führen. In diesen Zeiten sind geringe Strompreise an der Börse zu erwarten, die dann eine Stromproduktion aus Biogas uninteressant macht. Der Strom aus Biogas geht dem Windstrom somit „aus dem Weg“. Ebenso kann in Zeiten mit geringer fEE-Stromproduktion die gezielte Stromproduktion aus Biogas bei weniger ausgelasteten Stromnetzen erfolgen. Theoretisch, zumindest aus technischer Sicht, wäre die Erzeugungskapazität aus Biomasse bzw. Biogas zumindest teilweise im Süden Deutschlands bei Netzengpässen auch als Redispatchleistung einsetzbar.

3.1.2.2 Entwicklung der bedarfsorientierten Stromproduktion aus Biogas (und Biomethan)

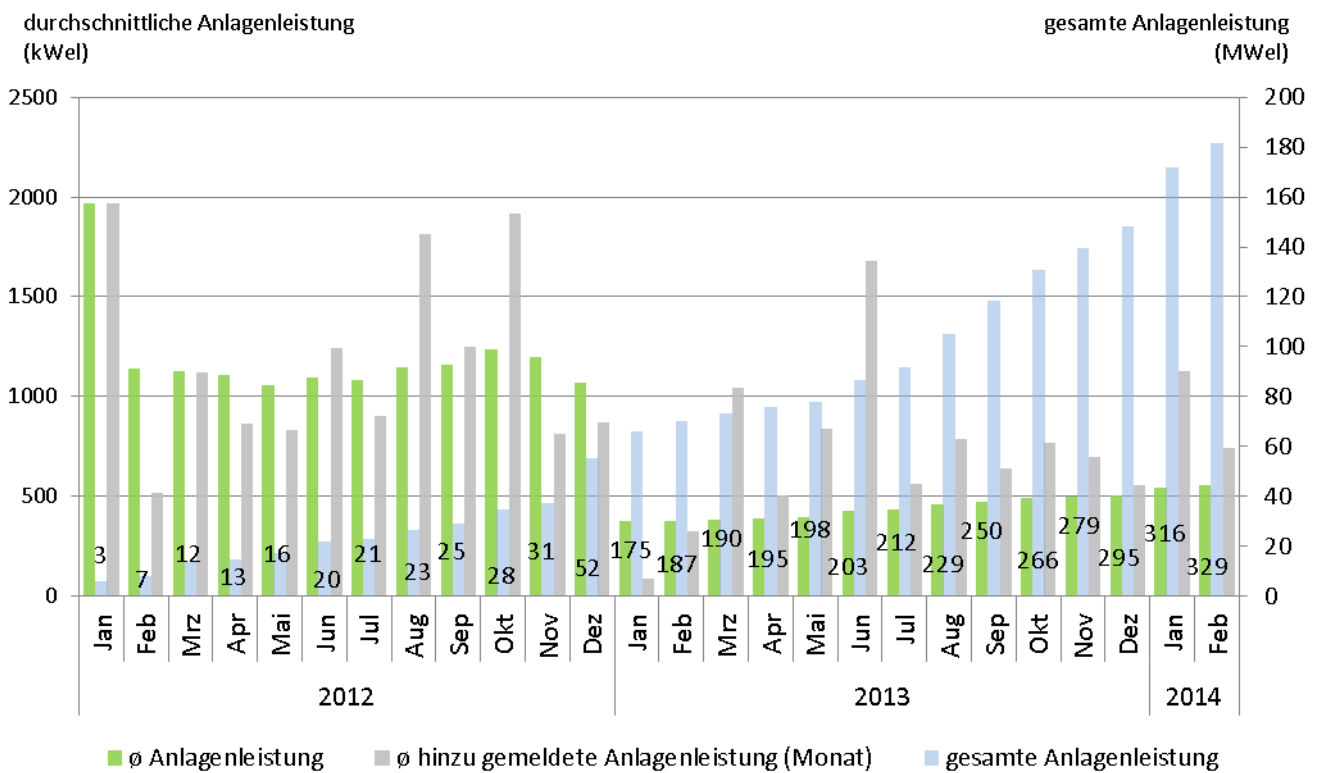
Ein Teil der Anlagen, welche Biogas (und Biomethan) einsetzen und den Strom direkt vermarkten, richten den Strom nach dem Bedarf aus. D.h. die Anlagen verändern die Stromproduktion in Abhängigkeit des Strombedarfs bzw. anhand des erzielbaren Börsenpreises. Diese Anlagen nutzen dafür geeignete technische Einrichtungen und betreiben diese entsprechend der tech-

⁶⁰ Quellen: Deutschlandkarte: Modifiziert nach Göhler, D. (2013); Säulendiagramm: Die Angaben lehnen sich an Daten der Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013) an.

⁶¹ Dieser beschriebene Zusammenhang ist ebenso für hohe Strommengen aus PV anwendbar.

nischen Möglichkeiten und betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen.⁶² In begrenztem Umfang ist eine Reaktion auf kurze Phasen negativer Preise ohne weitreichende technische Modifikationen zu realisieren. Zur Refinanzierung relevanter Investitionen in die Flexibilisierung generieren die Anlagen zusätzliche Einnahmen über die Wertsteigerung des produzierten Stroms und über die Flexibilitätsprämie. Diese ergänzende Vergütung honoriert die zusätzlich bereitgestellte Leistung bzw. eine geringere Auslastung der Anlage. Diese Einnahmen sind für die Refinanzierung der zusätzlichen Investitionen nötig. Die nachfolgende Abbildung 14 zeigt die Entwicklung seit 2012 und die damit verbundene Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie. Die Graphik weist die Anlagenleistung sowie die monatliche Durchschnittsleistung und die gesamte Anlagendurchschnittsleistung aus, für welche die Flexibilitätsprämie beansprucht wird.

Abbildung 14: Entwicklung des Abrufes von Anlagen (Biogas und Biomethan), welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch nehmen (Die Angaben lehnen sich an Daten der BNetzA an, die über das BMWi im Februar 2014 zur Verfügung gestellt worden sind und Fraunhofer IWES u.a. (2014) ausgewertet haben)

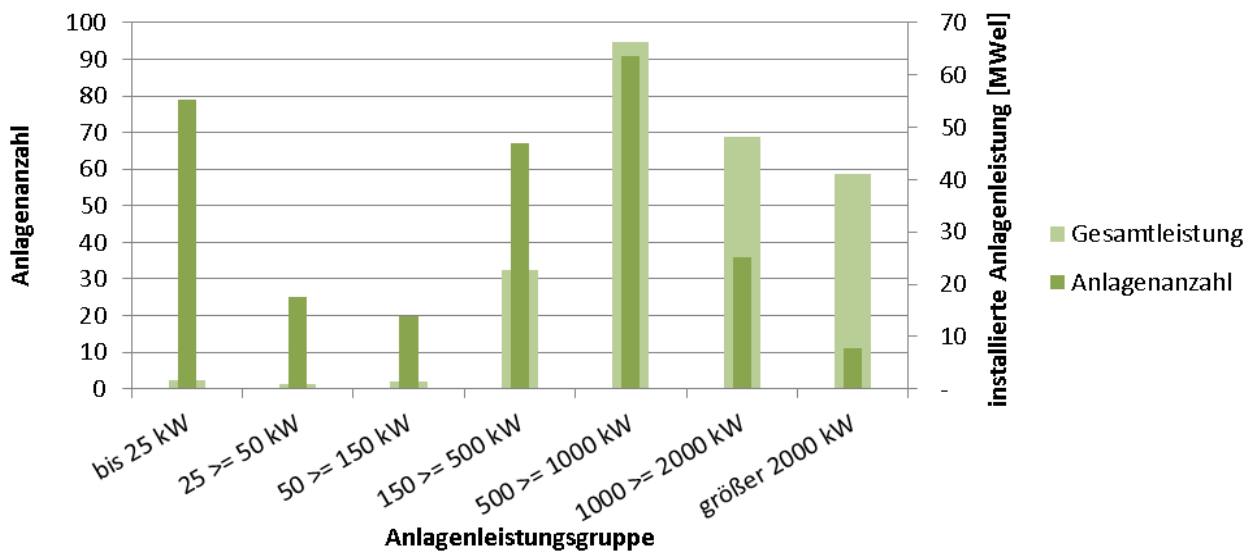


Insgesamt nahm die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie kontinuierlich zu. Während bis Ende 2012 ca. 55 MW_{el} dieses Instrument nutzten, so sind es im Februar 2014 bereits über 180 MW_{el}. Von der kumulierten Anlagenleistung in der Direktvermarktung nehmen demnach nur knapp 13 % die Flexibilitätsprämie in Anspruch. Diese bisher zögerliche Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie begründet sich neben rechtlichen Unklarheiten auch mit fehlenden Erfahrungen der Anlagenbetreiber/-innen. Diese sammeln erst langsam Erfahrungen, indem sie zuerst mit der Vermarktung des Stroms an der Strombörse und dann mit der Bereitstellung von neg. RL beginnen. Sind diese Erfahrungen positiv, ist zu erwarten, dass relevante Zusatzinvestitionen in den flexiblen Anlagenbetrieb vorgenommen werden. Darüber hinaus ist zu erwarten, dass netztechnische Einschränkungen die Flexibilisierung der Anlagen behindern können.

⁶² Holzhammer, Uwe (2012).

Ein Großteil der Biogasanlagen und Anlagen, die Biomethan einsetzen und welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch nehmen, liegt bezogen auf deren kumulierte elektrische Leistung in einer Größenordnung größer 500 kW_{el} (ca. 85% der Anlagen).⁶³ Lediglich ca. 15 % der Anlagen besitzen eine geringere Stromerzeugungskapazität.⁶⁴ Abbildung 15 verdeutlicht die Struktur der Anlagenleistungsgruppen nach Anlagenanzahl und jeweils kumulierter installierter elektrischer Leistung.

Abbildung 15: Anlagengrößenstrukturen von Biogas- und Biomethananlagen, welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch nehmen (Die Angaben lehnen sich an Daten der BNetzA an, die über das BMWi im Februar 2014 zur Verfügung gestellt worden sind und Fraunhofer IWES u.a. (2014) ausgewertet haben)



Eine relativ hohe Anzahl (ca. 124) an Biogas- bzw. Biomethananlagen ist in einem Leistungsbe-
reich unter 150 kW_{el} zu finden. Über 200 Anlagen sind größer als 150 kW_{el} mit einer kumulierten
Leistung von ca. 178 MW_{el}.

Die durchschnittliche installierte Leistung für eine biogas- bzw. biomethanbetriebene BHKW-
Anlage, welche die Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012 in Anspruch nimmt, lag im Jahres-
durchschnitt 2013 bei ca. 430 kW_{el}. Ohne ca. 120 kleine, mit Biomethan betriebene KWK-
Anlagen⁶⁵ bis 75 kW_{el}, die im Januar und Februar 2013 zum Bezug der Flexibilitätsprämie an-
gemeldet wurden, liegt der Durchschnitt der Anlagenleistung im Jahr 2013 bei etwa 950 kW_{el}.

Zwischenergebnisse aus einem aktuellen Forschungsvorhaben⁶⁶ lassen eine tendenzielle Bio-
gasanlagenauslastung von durchschnittlich 5.500 VLH im Jahr vermuten, wenn die Flexibili-

⁶³ Dabei handelt es sich um die installierte Leistung, inkl. der Zusatzkapazität, die Bemessungsleistung wird ca. 30 bis 40 % darunter liegen.

⁶⁴ 36 % der kumulierten installierten Anlagenleistung liegt in einem Bereich zwischen 500 kW_{el} und 1.000 kW_{el}, 26 % sind in der Leistungsklasse zwischen 1.000 kW_{el} und 2.000 kW_{el} zu finden. 23% der Erzeugungskapazität sind größer als 2.000 kW_{el}. 12 % der Anlagenleistung liegt zwischen 150 kW_{el} und 500 kW_{el}. Auf die restlichen Anlagenleistungsgruppen (Anlagen kleiner 25 kW_{el}, Anlagen zwischen 25 kW_{el} und 50 kW_{el} und Anlagen zwischen 50 kW_{el} und 150 kW_{el}) entfallen jeweils ca. 1 % der kumulierten elektrischen Leistung.

⁶⁵ Die kumulierte Leistung dieser kleinen KWK-Anlagen entspricht ca. 2,4 MW_{el}.

⁶⁶ Forschungsvorhaben „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ zur Untersuchung der Direktvermarktungsoptionen des EEG im Auftrag des BMUB, durchgeführt durch das Fraunhofer

tätsprämie beansprucht wird. Diese Auslastung kann im Einzelfall ebenso wie die Investitionen stark variieren und ist insbesondere von den technischen Spezifikationen der Biogasanlage, aber auch von vorherrschenden Substratpreisen und Preissituationen am Strommarkt sowie von Wärmelieferverpflichtungen abhängig. Die aktuelle Entwicklung der VLH der flexibel betriebenen BHKW der Biogasanlagen (durch die Flexibilitätsprämie angereizt) scheint spürbar zu sinken und wird von Umweltgutachtern mit ca. 4.000 h/a beschrieben.⁶⁷ Das könnte dadurch begründet sein, dass die Privilegierungsanforderung des § 35 Abs. 1 Nr. 6 lit. d) BauGB im Jahr 2011 geändert wurde. Es wurde der Grenzwert von zuvor 0,5 MW installierter elektrischer Leistung auf 2,0 MW Feuerungswärmeleistung umgestellt, zusätzlich mit der Kapazität von nicht mehr als 2,3 Millionen Normkubikmetern Biogas verknüpft und damit die Einheit der zu beachtenden Bezugsgröße im BauGB an die in der Vierten Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (4. BImSchV Anhang Nr. 1.15 Spalte 2) verwendeten Einheit angeglichen. Die zuvor geltende Grenze hatte in der Vergangenheit regelmäßig eine Flexibilisierung unter 5.500 VLH/a nicht ermöglicht.

3.1.2.3 Kosten der Vermarktung vs. Vermarktungserlöse

Die effiziente Vermarktung von Strom beinhaltet in erster Linie das Einhalten von Fahrplänen für die geplante Stromproduktion. Weicht die Stromproduktion der Anlagen regelmäßig in relevantem Umfang von dem mit dem Direktvermarkter vereinbarten Fahrplan ab, dann hat dies Konsequenzen auf die Erlöse. Anlagen, die eine geringe Fahrplanteue aufweisen, werden i.d.R. vom Direktvermarkter angehalten, wieder in die Festpreisvergütung zu wechseln. Von dieser Möglichkeit haben 2013 über 400 Biomasseanlagen mit ca. 200 MW_{el} Gebrauch gemacht. Die Durchschnittsleistung der Anlagen, die wieder zurück in die Festpreisvergütung gewechselt sind, lag um ca. 1/3 niedriger als die Durchschnittsleistung der in der DV befindlichen Anlagen. Dies lässt den Rückschluss zu, dass insbesondere kleinere Anlagen von der Möglichkeit Gebrauch machten, wieder in die Festvergütung zurück zu wechseln. Offen ist im Moment, in wieweit diese Biomasseanlagen nach einer Verbesserung der Fahrplanteue wieder zurück in die Direktvermarktung wechseln, insbesondere durch die Reduktion der Managementprämie auf 0,225 ct/kWh⁶⁸ bis ins Jahr 2015. Es gilt zu beobachten, inwieweit diese Reduktion die Direktvermarktung von Strom aus kleineren Anlagen erschwert bzw. verhindert.

3.1.2.4 Kosten für die Flexibilisierung von kleineren Anlagen, die ihren Strom bedarfsorientiert produzieren und direkt vermarkten

Die wesentlichen Kostenpositionen bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen entstehen durch die Erhöhung der installierten elektrischen Leistung und durch die Erweiterung der Gasspeicherkapazitäten.⁶⁹ Diese Kosten sind spezifisch – bezogen auf die Leistung – z.T. stark abhängig

IWES, das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) und die Rechtsanwaltskanzlei BBH.

⁶⁷ Es wurden lediglich 23 Anlagen innerhalb der Flexibilitätsprämie ausgewertet, sodass diese Angaben nicht als repräsentativ anzusehen sind. Weitere Auswertungen von einzelnen Umweltgutachtern zeigen eine Entwicklung hin zu 4000 VLH/a. Quelle: Auswertung Fraunhofer IWES (2013).

⁶⁸ 2012: 0,3 ct/kWh

⁶⁹ Neben weniger kostenintensiven, aber dennoch sehr wichtigen Anpassungen an Gasführung, Gasverdichtung, Gasreinigung, Automatisierung, Informations-/Kommunikationstechnik (IKT), Messtechnik, Genehmigungsanpassung, Sicherheitskonzept usw.

von der gesamten installierten Leistung. Insbesondere im unteren Leistungsbereich (<500 kW_{el}) nehmen die spezifischen Investitionskosten deutlich zu.⁷⁰ Im Ergebnis bedeutet dies, dass die spezifischen Kosten bei einer Erhöhung der Flexibilität von Anlagen, die eine Bemessungsleistung von ca. 500 kW_{el} (und die dementsprechend eine installierte Leistung von ca. 550 kW_{el}⁷¹ vor der Flexibilisierung) aufweisen, geringer sind als bei Anlagen mit kleineren Bemessungsleistungen. Dem gegenüber stehen allerdings relevante Wirkungsgradsteigerungen durch die Erhöhung der installierten Leistung von z.B. 150 kW_{el} auf z.B. 500 kW_{el}. Betriebswirtschaftlich reicht dieser Wirkungsgradzugewinn von z.T. über 2-4 Prozentpunkten oft nicht aus, um die spezifisch höheren Mehrkosten bei gleichen spezifischen Erlösen (über den Strommarkt und die Erlöse aus dem EEG mit Marktprämie und Flexibilitätsprämie) zu decken. Die Wirkungsgradsteigerung stellt eine spürbare Steigerung der (elektrischen) Ausnutzung der eingesetzten Biomasse dar und ist aus Effizienzgesichtspunkten anzustreben.

Die Flexibilisierung von kleinen Biogasanlagen von ca. 200 kW_{el} findet im Moment in einem gewissen Umfang dennoch statt, wenn Kosten für die Flexibilisierung eingespart werden können oder ein erheblicher Effizienzgewinn zu erzielen ist. Solche günstigen Bedingungen liegen vor, wenn z.B. der Netzanschluss nicht erweitert werden muss, da der Transformator ursprünglich größer ausgelegt wurde, der vorhandene Gasspeicher ausreicht, das BHKW vor einem Austausch steht oder der Wirkungsgrad des auszutauschenden BHKW sehr niedrig ist. Ebenso wurden regelmäßig vorhandene (Gülle-)Gärrestlager mit in das Anlagenkonzept eingebunden, was den notwendigen Kapitaldienst der Gesamtanlagen positiv beeinflusst. Die Anlagenkonfigurationen und Konzepte sind besonders in diesem Leistungsbereich sehr unterschiedlich, da sich regelmäßig die Anlagenbetreiber/-innen auch mit Eigenleistung am Bau der Anlage beteiligt haben.

Als Problem ist zu benennen, dass die absolut mögliche Erlössteigerung am Strommarkt durch die Flexibilisierung für diese kleinen Anlagen mit ca. 720 €/Monat⁷² verhältnismäßig niedrig ist. Aufgrund dessen gilt es darauf zu achten, dass die zusätzlich installierte Kapazität auch wirklich für den flexiblen Betrieb eingesetzt wird und nicht nur als Steigerung der Verfügbarkeit der Gesamtanlage dient.

Kleine Biogasanlagen, welche die Anforderung an die Gülle- und Gärrestnutzung erfüllen und deren Leistung 75 kW_{el} nicht übersteigt, haben nach § 27b EEG 2012 bei einer Inbetriebnahme im Jahr 2012 einen Anspruch auf einen – verglichen mit der Vergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 – höheren Vergütungssatz von 25 ct/kWh_{el}. Aufgrund dieser Regelung ist es Betreiber/-innen dieser Anlagen bei gleichbleibender Stromproduktion nicht möglich, zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten zu schaffen, welche zur Flexibilisierung der Stromproduktion weg von der Grundlaststromproduktion führt. Die mit der Erhöhung der elektrischen Leistung verbundene Wirkungsgradsteigerung, die zu einer höheren Ausnutzung der Biomasse führt, kann deshalb ebenfalls nicht realisiert werden. Weitere Untersuchungen finden im Rahmen des Vorhabens „Flex 75“⁷³ von Fraunhofer UMSICHT statt. Das vorliegende Gutachten trifft zu dieser Größenklasse keine weiteren Aussagen.

⁷⁰ KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (Hrsg.) (2009).

⁷¹ Beispiel mit knapp 8.000 VLH im Jahr.

⁷² Annahme: Erlössteigerung durch Flexibilisierung von ca. 0,5 ct/kWh_{el} (Kosten für Fahrplanerstellung schon abgezogen) und bei einer Bemessungsleistung von 200 kW_{el}.

⁷³ FKZ 03KB080A – C.

3.1.2.5 Anlagen, die organische Abfälle nutzen, können aktuell aus betriebswirtschaftlicher Sicht nicht oder nur unzureichend flexibilisiert werden

Anlagen, die organische Reststoffe einsetzen, haben aktuell betriebswirtschaftlich keinen Anreiz, die Stromproduktion stärker am allgemeinen Strombedarf auszurichten. Die Stromproduktion wird vorrangig zur Deckung des eigenen Bedarfs der Anlagen verwendet. Abfallanlagen weisen einen hohen Strombedarf zur Vorbehandlung der organischen Abfälle und z.T. zur Nachbehandlung der Gärreste auf. Lediglich überschüssige Strommengen werden in das Netz eingespeist. Technisch weisen diese Anlagentypen aus Sicht von Fraunhofer IWES ein interessantes Potential zur Bereitstellung flexibler Strommengen und auch flexibler Lasten auf. Betriebswirtschaftlich bleibt es allerdings vielen Betreiber/-innen dieser Anlagen verwehrt, dieses Potential zu nutzen.

Die eigene Nutzung der Stromerzeugung ist mit der Befreiung z. B. von der EEG-Umlage, den Konzessionsabgaben, z.T. von der Energiesteuer, und weiteren nicht anfallenden Umlagen wie Stromnetzentgelten zu erklären. Damit ist der selbst produzierte Strom günstiger als der Tarif vom Versorger. Ebenso ist der Vergütungsanspruch niedriger als der Tarif vom Versorger. Das trifft insbesondere auf Anlagen mit einer Bemessungsleistung deutlich über 500 kW_{el} zu. Die EEG-Vergütung sinkt über 500 kW_{el} Bemessungsleistung spürbar ab (EEG 2012, §27 a: 14,0 ct/kWh zzgl. Degression).

Würde der Strom dieser Abfallbiogasanlagen flexibel erzeugt, müsste nach den gegenwärtigen rechtlichen Rahmenbedingungen der gesamte in der Anlage erzeugte Strom in das Stromnetz eingespeist und direkt vermarktet werden. Die Eigennutzung des Stroms wäre nicht mehr möglich. Die zusätzlichen Erlöse am Strommarkt und die Einnahmen über die Markt- und Flexibilitätsprämie bieten deshalb aktuell i.d.R. keinen ausreichenden Anreiz, die Abfallbiogasanlage⁷⁴ flexibel in die Vermarktung zu überführen.

3.1.2.6 Knapper werdende Substrate und steigende Biomassepreise

In manchen Regionen, insbesondere in Nordwestdeutschland, haben sich in den letzten Jahren erhebliche Konkurrenzsituationen zwischen den unterschiedlichen Nutzungsmöglichkeiten der angebauten Biomasse ergeben. Verstärkt wurde die Situation durch steigende Welthandelspreise für Agrarprodukte der letzten Jahre. Insbesondere bestehende Biogasanlagen, aber auch die viehhaltenden landwirtschaftlichen Betriebe, erhöhen nach Möglichkeit die Auslastung ihrer Anlage oder den Umfang des Viehbestandes. Durch dieses Verhalten wird versucht, die gestiegenen Biomassepreise auszugleichen, die sehr sensitiv auf das betriebswirtschaftliche Ergebnis der Biogasanlage wirken. So wird versucht, einer betriebswirtschaftlichen Schieflage oder sogar einer Insolvenz zu entkommen. Dieser „Überlebenskampf“ mittels höherer Auslastung führt dann allerdings zu zusätzlichem Biomassebedarf, der wiederum zu höherer Nachfrage in der Region führt und die Preise weiter erhöht. Es entsteht ein „Teufelskreis“, der darüber hinaus zu einer weiteren Nutzungsintensivierung auf den vorhandenen Anbauflächen führen kann. Aus Sicht der Anlagenbetreiberin bzw. des Anlagenbetreibers und auch des Biomasseproduzenten ist ein anderes Verhalten betriebswirtschaftlich i.d.R. nicht möglich.

Längerfristige Hochpreisphasen für die bezogene Biomasse führen bei vielen Biogasanlagen zum sukzessiven Abschmelzen von betriebswirtschaftlich eingestellten Rücklagen, z.B. für genehmigungsrechtliche Anforderungen, Instandhaltung und Instandsetzungsarbeiten und zur starken Absenkung der Liquidität. Schließlich führt diese Entwicklung, oft ausgelöst durch eine

⁷⁴ Dies betrifft Anlagen, die deutlich über 500 kW_{el} Bemessungsleistung aufweisen.

längere technische Störung mit dem dementsprechenden Erlösausfall, am Ende zu einer Zahlungsunfähigkeit. Die „in einen Hof“ integrierten rein landwirtschaftlichen Anlagen können i.d.R. in gewissem Umfang durch Erträge aus dem restlichen Betrieb gestützt werden, was Liquiditätsprobleme leichter überwinden lässt. Allerdings kann diese Möglichkeit auch dazu führen, dass der landwirtschaftliche Betrieb den möglichen negativen Deckungsbeitrag der Biogasanlagen nicht rechtzeitig erkennt.

Wird eine insolvente Anlage durch einen Investor (z. B. Landwirt) aus der Insolvenz übernommen, so findet im Grunde eine Anpassung des notwendigen Kapitaldienstes in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation nach unten statt. Diese aus der Insolvenz herausgekauften Anlagen können nach oftmals relevanten Instandsetzungsarbeiten die in der Region aufgerufenen Biomassepreise betriebswirtschaftlich i.d.R. wieder abbilden. Denn nur unter diesen Voraussetzungen wird sich ein neuer Investor finden. Die Gefahr, dass sich der benannte Teufelskreis durch eine größere Anzahl von Insolvenzen in diesen Regionen verschärft, ist gegeben und sollte nach Möglichkeit vermieden werden.

Die Flexibilitätsprämie im EEG 2012 reizt grundsätzlich eine geringere Auslastung der Stromerzeugungskapazität an, damit die Anlagen dadurch in der Lage sind, die installierte Leistung dann auszuschöpfen, wenn die Nachfrage an Strom hoch ist. Die Flexibilitätsprämie ist in ihrer Höhe so ausgestaltet, dass der spezifisch höhere Kapitaldienst (bezogen auf die produzierte Stromeinheit) der größeren Erzeugungskapazität⁷⁵ in Kombination mit den Erlösen am Strommarkt refinanziert werden kann. Wünschenswert wäre es allerdings in Regionen mit sehr hoher Nutzungskonkurrenz um Substrate (z.B. Mais), dass es zu einer Absenkung der jährlichen Stromproduktion kommt. Eine Refinanzierung einer geringeren Auslastung der Biogasproduktion (Fermenter, Nachgärer) von Bestandsanlagen bildet die Flexibilitätsprämie aktuell allerdings nicht explizit ab. In manchen Regionen mit sehr hohen Biomassepreisen wird eine geringere Auslastung der gesamten Anlage als Option diskutiert, um dadurch auf Biomasse auf sehr hohem Preisniveau verzichten zu können. In wenigen Einzelfällen wirkt eine Änderung der Betriebsweise vom Standardbetrieb hin zu einem flexiblen Betrieb mittels der Reduzierung der Bemessungsleistung als betriebswirtschaftlich vorteilhafter. Dies ist allerdings nur bei den beschriebenen hohen Substratpreisen, einfacher Anlagentechnik (verhältnismäßig geringer Kapitaldienst, hohe verbrauchs- und betriebsgebundene Kosten) und geringen technischen Modifikationen⁷⁶ betriebswirtschaftlich vorstellbar und mit geringen Renditeerwartungen möglich.⁷⁷ Die Flexibilitätsprämie in der aktuellen Ausgestaltung setzt dafür somit keinen generellen Anreiz.

⁷⁵ Und die darüber hinaus notwendigen Investitionen (Gasspeicher, IKT usw.).

⁷⁶ Die technischen Modifikationen sind von der individuellen Anlagenkonfiguration und dem Ausmaß der Absenkung der Bemessungsleistung (ohne zusätzliche elektrische installierte Erzeugungskapazität) und somit von der erwünschten spezifischen Anlagenflexibilität abhängig. Es ist davon auszugehen, dass erst bei einer Reduzierung der Bemessungsleistung auf 50 % und darunter eine Erweiterung des Gasspeicherraumes erforderlich wird. Somit besteht darüber keine Notwendigkeit einer Gasspeicheranpassung. Gleichzeitig kann je nach Alter und Zustand der Biogasanlage z. B. von einer hohen restlichen Laufzeiterwartung beim BHKW ausgegangen werden. Zur detaillierten Beschreibung der technischen Anpassung von Bestandsbiogasanlagen auf einen flexiblen Betrieb vgl. Kapitel 3.1.1.2. Der Umbau und die damit verbundenen Kosten der Anlagen für einen bedarfsorientierten Betrieb sind im Einzelfall abzuwägen.

⁷⁷ ProFair Consult + Project GmbH (Hrsg.) (2012).

3.1.2.7 Ältere Anlagen haben keinen Anreiz, die Strommengen in Abhängigkeit des Bedarfs bereit zu stellen

Für Anlagen, die vor 2006 in Betrieb gegangen sind, nimmt die Attraktivität der Flexibilitätsprämie zunehmend ab. Der Vergütungszeitraum für Biogasanlagen läuft in der Regel über 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr. Anlagen, die erst zehn Jahre zuzüglich des Inbetriebnahmejahres oder später auf einen flexiblen Anlagenbetrieb umgestellt werden, können nicht mehr die gesamte für die Flexibilitätsprämie geltende Förderdauer ausschöpfen. Die Flexibilitätsprämie ist aber auf zehn Jahre ausgelegt, so dass es für Anlagen, die vor 2006 in Betrieb gegangen sind (ca. 700 MW_{el}, tendenziell kleinere Anlagen) weniger von Interesse ist, die Zusatzinvestitionen vorzunehmen. Mit jedem Jahr werden es somit immer weniger Anlagen, für die eine Flexibilisierung als Zukunftskonzept betriebswirtschaftlich von Vorteil ist. Möglicherweise ist das Urteil des BGH vom 23.10.2013 zum Anlagenbegriff des § 3 Nr. 1 EEG 2009 so zu verstehen, dass ein hinzugebautes BHKW einen eigenen Förderzeitraum erhält. Allerdings ist nicht geklärt, welche Auswirkungen dies im Einzelnen auf die Vergütung hätte (vgl. dazu 3.2.2.3).

3.1.2.8 Kosten für Anpassung der Genehmigung

Die Flexibilisierung von Bestandsanlagen kann zum „Verlust“ der Genehmigung und zu erheblichen Nachinvestitionen (z.B. durch Überschreiten der immissionsschutzrechtlichen Leistungsgrenze, zusätzliche Anforderungen an die gesamte Sicherheitskette, schärfere Emissionsgrenzen, Anforderungen an neu zu genehmigende bzw. neu zu errichtende Gärrestlager (z.B. einer nach Anlage 2 Nr. 1.4 EEG 2009 erforderlichen gasdichten Abdeckung)) führen. Zu berücksichtigen sind insbesondere Vorgaben der 4. Bundes-Immissionsschutzverordnung (4. BImSchV). Überschreitet die geänderte Anlage erstmals die Schwellenwerte des Anhangs 1 der 4. BImSchV – z.B. im Hinblick auf die Erzeugung von Rohbiogas nach Ziff. 1.15 (1,2 Mio. Nm³/a), im Hinblick auf die biologische Behandlung von Abfällen mit bestimmter Durchsatzkapazität nach Ziff. 8.6 oder im Hinblick auf die zeitweise Lagerung von Abfällen nach Ziff. 8.12 –, ist statt des baurechtlichen ein immissionsschutzrechtliches Änderungsverfahren durchzuführen. Für eine bereits immissionsschutzrechtlich genehmigte Anlage dürfte bei Umgestaltung der Anlagentechnik die Einholung einer Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG erforderlich werden. Zusätzlich sind wasserrechtliche, abfallrechtliche und düngemittelrechtliche Anforderungen sowie Vorgaben an die Anlagensicherheit, den Störfallschutz (12. BImSchV) und den Arbeitsschutz zu beachten.⁷⁸ Daraus resultierende Aufwendungen müssen dann über die Einnahmen der bedarfsorientierten Stromproduktion refinanziert werden. Sind die Anforderungen zu hoch, z.B. für das Nachrüsten der Leckageerkennung unter den Behältern (Fermenter, Gärrestlager), werden diese Anlagen nicht flexibilisiert.

Die Flexibilisierung der Anlagen (finanziert durch die Flexibilitätsprämie und die zusätzlichen Einnahmen am Strommarkt) bietet aber gleichzeitig auch die Chance, notwendige Anpassungen an den aktuellen Stand der Technik und eine höhere Automatisierung vornehmen zu können.

3.1.2.9 Kosten bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen

Mit einer bedarfsorientierten Stromerzeugung aus Biogas geht sowohl eine Veränderung auf der Kosten-, als auch auf der Erlösseite einher. Nachfolgend werden zunächst kurz die Veränderungen der Kostenstruktur im Hinblick auf die kapitalgebundenen, betriebsgebundenen, ver-

⁷⁸ Wenn die Anlage nach Baurecht genehmigt ist. In einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung sind diese Aspekte durch die Konzentrationswirkung enthalten.

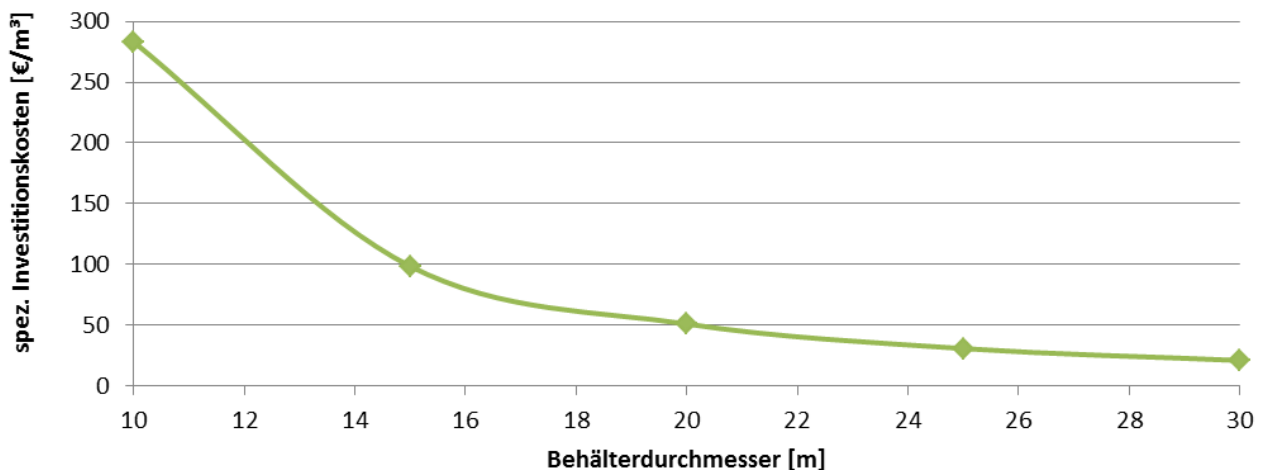
brauchsgebundenen und sonstigen Kosten näher erläutert. Die wesentlichen Kostenaspekte und Unsicherheiten sind wie folgt zusammen zu fassen:

- Investitionskosten: BHKW, Gasspeicher, Gasbehandlungstechnik, Netzanschluss, Warmhaltung BHKW, Kommunikations- und Informationstechnik;
- Betriebskosten: Wartungskosten für BHKW;
- Verbrauchsgebundene und sonstige Kosten: Strombezugskosten, Kosten für Versicherung;
- Unsicherheit mit den Veränderungen der Wartungs- und Instandhaltungskosten bei einer Erhöhung der Start- und Stopp-Vorgänge im Jahresverlauf.

Eine mit der bedarfsorientierten Stromerzeugung einhergehende Vergrößerung der Erzeugungskapazitäten im Vergleich zum Grundlastbetrieb führt zu erhöhten Investitionskosten. Somit steigen insgesamt die absoluten kapitalgebundenen Kosten. Die Investitionskosten für einige Komponenten wie BHKW oder Gasspeicher weisen jedoch spezifisch einen degressiven Verlauf auf. Während z. B. für ein BHKW mit einer elektrischen Leistung von 200 kW_{el} mehr als 1.000 €/kW_{el} aufgewendet werden müssen, sind spezifische Kosten bei Leistungen größer 1.000 kW_{el} unter 500 €/kW_{el} möglich.⁷⁹

Bei Gasspeichern stellt sich die Situation ähnlich dar. Abbildung 16 stellt die spezifischen Investitionskosten eines Tragluftspeichers in Abhängigkeit des Behälterdurchmessers dar. Bei Tragluftspeichern liegen die spezifischen Investitionskosten bei einem Behälterdurchmesser von 20 Metern bei etwa 50 € pro Kubikmeter. Wird ein Tragluftspeicher auf einen Behälter mit einem Durchmesser von 30 Metern aufgebracht, sinken die spezifischen Investitionskosten auf etwa 20 € pro Kubikmeter.

Abbildung 16: Spezifische Kosten Tragluftspeicher⁸⁰



Dieser degressive Kostenverlauf ist mit einem sich ändernden Fixkostenanteil begründet: Die Kosten der Anlagenbestandteile bestehen aus Systemkomponenten (Gebläse), Montage und Fertigung mit zunehmendem Speichervolumen, welche sich nur vergleichsweise geringfügig ändern.

⁷⁹ ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2011).

⁸⁰ Modifiziert nach Behrens, J. (2012).

Eine bedarfsorientierte Stromerzeugung erfordert ebenso eine angepasste Entschwefelung, da in Zeiten mit maximaler Stromproduktion durch den Überbau elektrischer Erzeugungskapazitäten ein erhöhter spezifischer Biogasvolumenstrom pro Stunde entschwefelt werden muss als beim Grundlastbetrieb. Dies geht mit Investitionen in zusätzliche Entschwefelungskapazitäten einher.

Durch potentiell größere Einspeiseleistungen muss je nach örtlichen Rahmenbedingungen (Transformator etc.) mit zum Teil erheblichen zusätzlichen Netzanschlusskosten gerechnet werden. Dies tritt insbesondere dann ein, wenn der vorhandene Netzanschlusspunkt nicht in der Lage ist, die zusätzlich installierte Leistung aufzunehmen und der gesetzliche Verknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 EEG an einer anderen Stelle liegt. Die teilweise sehr hohen Kosten der Netzanschlussleitung zu diesem Netzverknüpfungspunkt müssen von den Anlagenbetreiber/-innen getragen werden.

Durch häufigere Start-Stopp-Vorgänge ist weiterhin die Warmhaltung der BHKW-Motoren für eine lange Lebensdauer und zur Begrenzung des Verschleißes zu empfehlen. Die Kosten für die Warmhaltung und das Thermomanagement gilt es ebenfalls bei der Planung zu berücksichtigen.

Mehrkosten werden jedoch durch im Vergleich zum Grundlastbetrieb geringere spezifische Wartungskosten der größeren Anlage reduziert.

Bei der Anschaffung neuer Informations- und Kommunikationstechnik muss berücksichtigt werden, dass das Prozessleitsystem um die für die Anlagensteuerung notwendigen zusätzlichen Komponenten für die DV ergänzt bzw. modernisiert werden muss.

Der erhöhte Stromeigenbedarf der Anlage (ca. 1 – 3 % der Bruttostromproduktion) hat im Wesentlichen seine Ursache in der zusätzlichen Warmhaltung des BHKW, erhöhter Laufzeiten für die Abführung der BHKW-Abwärme, Gaskühlung und Entschwefelung im Rahmen der Abgasnachbehandlung sowie der Dimensionierung größerer Gebläse für die Tragluftdächer und einem höheren Strombedarf durch längere Stillstandszeiten der Anlage. Weiter ist die Anlage in der Regel bei flexibler Fahrweise dann in Betrieb, wenn die Strompreise am höchsten sind.

Derzeit ist nicht zu erkennen, dass Versicherungsprämien spezifisch bei Biogasanlagen im Vergleich zum Grundlastbetrieb durch die Flexibilisierung höher sein werden. Flächendeckende Untersuchungen stehen an dieser Stelle noch aus.

Die Spannbreite der Mehrkosten für eine flexible und bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas kann in Abhängigkeit des zeitlichen Stromverlagerungspotentials von ca. 1 ct/kWh_{el} (z.B. Berücksichtigung Tagesflex, große Anlagen) bis 6 ct/kWh_{el} (hohe Flexibilität, kleine Anlagen) abgeschätzt werden und hängen von vielen individuellen Einflussfaktoren ab (wie der Anlagengröße selbst und u.a. den weiteren oben genannten Faktoren). Die Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012 bildet diese beschriebenen hohen Flexibilisierungskosten nicht ab. Somit können aktuell ca. 19 % des Anlagenbestandes und ca. 5 % der Anlagenleistung der Anlagen unter 150 kW_{el} nicht oder nur in geringem Umfang flexibilisiert werden⁸¹.

Wird zur Flexibilisierung der Bestandsbiogasanlage die Bemessungsleistung gesenkt, dann fallen die zusätzlichen Investitionen wesentlich geringer aus, da z.B. keine Investitionen in Gasspeicher anfallen (siehe auch Fußzeile S. 52). Allerdings gilt es neben den kapitalgebundenen Kosten des geringer ausgelasteten BHKW auch die der Biogasproduktionsanlage zu betrachten, welche die spezifischen Kosten für den Kapitaldienst stark nach oben treiben. Hier machen sich

⁸¹ Daniel-Gromke, Jacqueline (2014).

besonders die unterschiedlichen Anlagenkonzepte und die damit verbundenen getätigten Investitionen in die Anlagentechnik bemerkbar.

3.1.2.10 Erlöse bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen

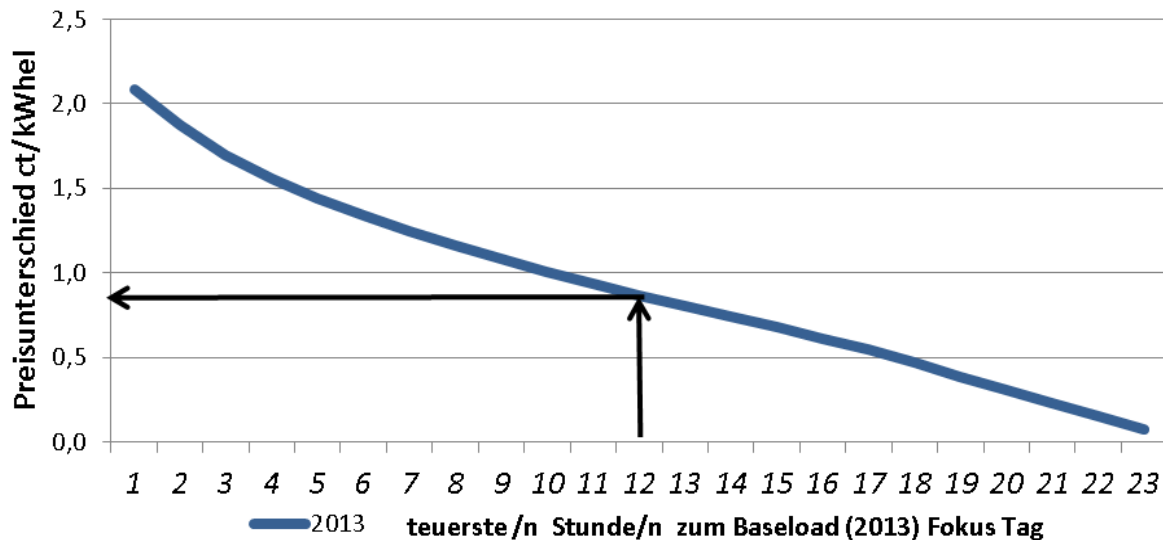
Den vorab beschriebenen Kosten müssen die Erlöse gegenübergestellt werden. Diese umfassen die Erlöse durch den Wärmeverkauf und die Erlöse am Strommarkt. Gleichzeitig muss mit gewissen Unsicherheiten bei den möglichen zusätzlichen Erlösen am Strommarkt geplant werden. Die zusätzlichen Erlöse sind vom Preisunterschied zwischen hohen und niedrigen Strompreisen abhängig. Diese sind von vielen Einflussfaktoren abhängig und daher schwer über längere Zeiträume prognostizierbar.

Die Erlöse durch den Verkauf der Wärme aus Biogasanlagen sind abhängig vom Wärmepreis, welcher zwischen dem Betreiber und dem Wärmekunden ausgehandelt wird bzw. bei der Eigenversorgung durch die aus der Biogasanlage bereitgestellte Wärme eingespart werden kann. Der erzielbare Wärmepreis liegt i. d. R. zwischen 1 und 6 ct/kWh_{th}. Die Wirtschaftlichkeit der Wärmenutzung ist stark abhängig von den notwendigen zusätzlichen Investitionen (Wärmeleitung, hydraulische Anbindung sowie benötigte Pufferspeicher, Messtechnik usw.) und den Energiekosten der Wärmequelle, die verdrängt wird. Im Sinne einer rationellen Energienutzung ist jedoch ein hoher Wärmenutzungsgrad anzustreben. Weil Strombedarfs- und Wärmebedarfsprofil jedoch nicht immer zusammen passen, sind zusätzliche Investitionen in einen Wärmepufferspeicher erforderlich, um einen hohen Abwärmennutzungsgrad zu erzielen. Die Flexibilisierung der Stromerzeugung kann auch die mögliche Wärmeversorgung beeinflussen. Es ist zu erwarten, dass die Wärmeliefermengen sich nicht signifikant durch die Flexibilisierung reduzieren werden. Die Einnahmen aus der Wärmelieferung sind für die betriebswirtschaftliche Kalkulation von relevanter Bedeutung. Im Umkehrschluss kann unterstellt werden, dass nur Biogasanlagen die Stromproduktion flexibilisieren, die mit keiner Verschlechterung der Wärmelieferbedingungen zu rechnen haben.

Die Erlöse am Strommarkt sind stark abhängig von Preisunterschieden zwischen den einzelnen Stromprodukten im Tagesverlauf. Je nachdem, wie sehr die Biogasanlage in der Lage ist, auf Strompreise einzugehen, sind unterschiedliche Zusatzerlöse im Vergleich zur Grundlastproduktion möglich. Abbildung 17 zeigt die Preisunterschiede von der teuersten Stunde zum Tagesdurchschnittspreis (BaseLoad) im Jahr 2013 und das damit verbundene Erlössteigerungspotential. Die Darstellung macht deutlich, in welcher Bandbreite (0,1 ct/kWh bis hin zu über 2 ct/kWh) die möglichen theoretischen Mehrerlöse im Jahr 2013 gelegen hätten. Würde eine Biogasanlage z. B. zu den zwölf teuersten Stunden am Tag im Vergleich zum Tagesdurchschnittspreis ihren Strom einspeisen, so wäre ein theoretisches Erlössteigerungspotential von ca. 0,9 ct/ kWh_{el} möglich (siehe Hinweispeile in Abbildung 17). Allerdings müssen von diesen Mehrerlösen die Kosten für die Vermarktung und die Fahrplanerstellung durch den Vermarkter abgezogen werden. Die verbleibenden Erlöse können die Anlagenbetreiber/-innen als Einnahme in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation berücksichtigen. Dies stellt sich im Moment für viele finanzierende Banken noch schwierig dar.

Wenn sich die Anlagenbetreiber/-innen am Regelleistungsmarkt beteiligen, ist mit zusätzlichen Einnahmen zu rechnen. Diese Erlöse sind von vielen Einflussfaktoren abhängig, schwanken stark und sind schwer für die Zukunft zu prognostizieren. Infolge dessen werden diese aktuell nicht in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation beachtet, die als Basis für die Investitionsentscheidung dient.

Abbildung 17: Preisunterschied zwischen den teuersten Stunden und dem Tagesdurchschnittspreis (Baseload) sowie das theoretische Erlössteigerungspotential ohne Berücksichtigung eines Prognosefehlers (Die Angaben lehnen sich an Daten von der EPEX Spot SE (2014) an.)



3.1.2.11 Betriebsergebnis einer Biogasanlage, die bedarfsorientiert Strom produziert

Um die Kosten einer Biogasanlage den Erlösen gegenüber zu stellen, müssen die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung relevanten Rahmenparameter festgelegt werden. Typische Parameter sind für eine Beispielanlage in nachfolgender Tabelle aufgeführt:

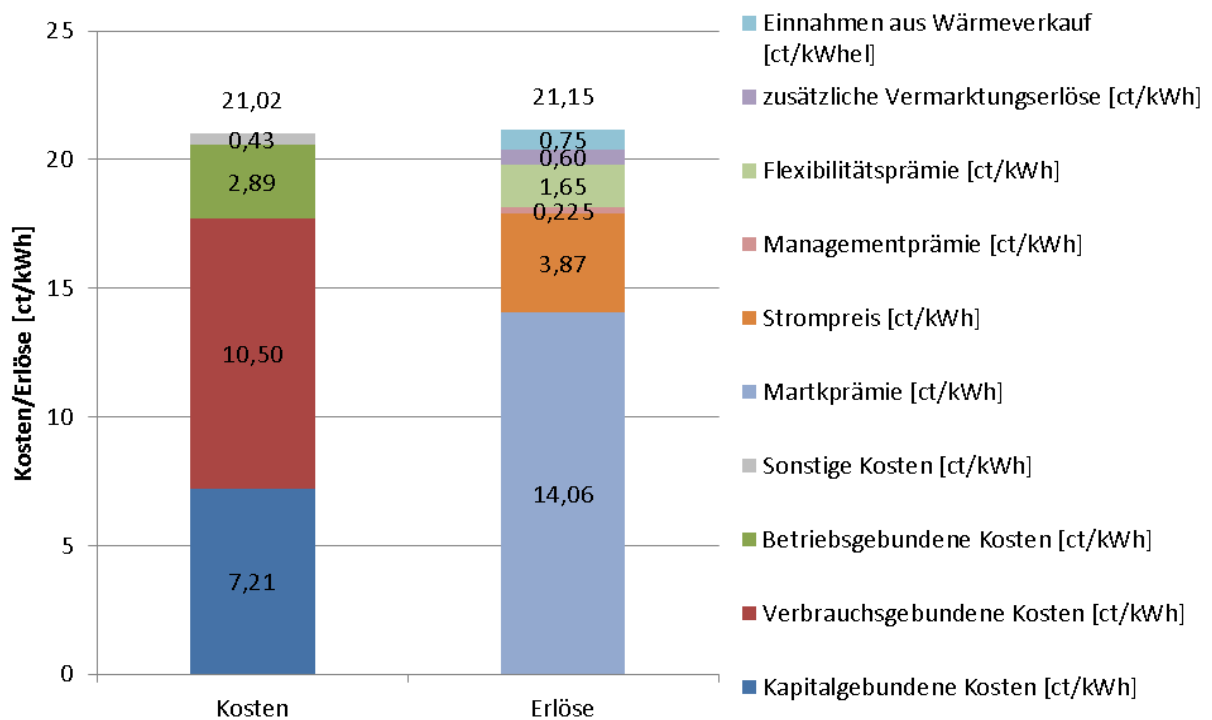
Tabelle 4: Rahmenparameter für eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bei einer Bestands-Biogasanlage bei Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie nach § 33i EEG 2012; Bemessungsleistung 500 kW_{el}; installierte Leistung 1.100 kW_{el}

Inbetriebnahmejahr	2005
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Fremdkapitalzinssatz	4 % p.a.
Eigenkapitalanteil	30 %
Gesamtkapitalverzinsung	7 %
Preissteigerung Personalkosten	1,6 % p.a.
Preissteigerung BHKW	2 % p.a.
Preissteigerung Substrate	1,6 % p.a.
Umstellung auf flexiblen Betrieb nach	zehn Jahren

Aus Abbildung 18 kann entnommen werden, dass die Erlösstruktur bei diesem gewählten Beispiel einer bedarfsorientierten Stromerzeugung auskömmlich ist, um die gesamten Kosten zu decken. Dies schließt auch die Mehrkosten ein, die sich aus einer bedarfsorientierten Stromproduktion ergeben. Diese können durch die in Anspruch genommene Flexibilitätsprämie sowie durch die mit dem flexiblen Betrieb einhergehenden zusätzlichen Vermarktungserlöse kompensiert werden. Nachfolgend wurden dem flexiblen Anlagenbetrieb zusätzliche Erlöse am Strommarkt von 0,60 ct/kWh unterstellt. Dies ist eine pauschale Annahme und kann aufgrund von Preisschwankungen an der Strombörse und Effizienzsteigerung bei der Vermarktung des

Stroms (und einer damit verbundenen Reduzierung der Vermarktungs- und Fahrplanerstellungskosten) innerhalb der Betriebszeit variieren.

Abbildung 18: Übersicht der spezifischen Kosten in Relation zu den Erlösen für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Bemessungsleistung 500 kW_{el}; installierte Leistung 1.100 kW_{el})



3.1.3 Ökologische Analyse

3.1.3.1 Neue Anforderungen an Substrate bei flexiblem Anlagenbetrieb

Die zusätzlichen Erlöspotentiale am Spotmarkt bei der Berücksichtigung von wöchentlichen und saisonalen Preisschwankungen könnten es zukünftig interessant machen, auch die Biogasproduktion zu steuern. Erste Aktivitäten werden in der Branche diskutiert. Es besteht deshalb die Chance auf eine Erweiterung des eingesetzten Substratmixes im Vergleich zum Status-quo (überwiegend Maissilage und Gülle). Durch die Flexibilisierung der Stromproduktion und die Berücksichtigung der Strombedarfsschwankungen über den Tagesverlauf hinaus kann es zu neuen Anforderungen an die Substrate kommen. Zukünftig kann es zunehmend zielführend sein, neue Substrate im Substratmix aufzunehmen, die schneller vergärbar sind und somit kurzfristig steuer- und planbar hohe Biogasmengen bereitstellen. Biogasanlagen werden durch die Diversifikation der Substrate verstärkt in die Lage versetzt, auf Strombedarfsschwankungen zu reagieren, die über den Tagesverlauf hinausgehen. Der Wert der Substrate wird demnach nicht mehr ausschließlich auf Grundlage der höchsten Flächeneffizienz bzw. der höchsten „Methan-Hektar-Erträge“ bewertet. Die Bewertung bezieht zukünftig darüber hinaus zusätzliche Eigenschaften (z.B. Gasausbeute/Zeit, Beeinflussung der Biologie bei Stoßfütterung, Lagerung und Einbringung usw.) mit ein.

3.1.3.2 Technische Ausführung der Bestandsanlagen (Genehmigungsaufgaben)

Durch die Anpassung der Genehmigung an eine bedarfsorientierte Betriebsweise haben die Behörden mit Übergangszeiten die Möglichkeit, eine Anpassung der Anlagenkonfiguration und der Betriebsabläufe auf aktuell geltende genehmigungsrechtliche Anforderungen einzufordern.

In diesem Zusammenhang kann auch die geplante Biogasanlagenverordnung eine Rolle spielen und könnte „einfacher“ auf Bestandsanlagen angewendet werden. Die Veränderungen am Anlagenbestand bieten somit die Möglichkeit, Anpassungen vorzunehmen, die positive ökologische Auswirkungen haben können (höhere Anforderungen an Emissionen, Havarie-Schutzmaßnahmen, Kontrollmechanismen, usw.) (vgl. Kapitel 3.1.2.8). Sind allerdings die Anforderungen, die durch die Genehmigung entstehen zu hoch, dann werden die Anlagenbetreiber/-innen keine flexible Betriebsweise umsetzen und die Anlage im Standardbetrieb (Grundlast) mit alter Genehmigung weiter betreiben.

3.1.3.3 Geringere Energiepflanzenmenge an manchen Standorten

Vereinzelt werden Betreiber/-innen von Biogasanlagen die eingesetzte Substratmenge reduzieren, um mit der bestehenden Anlagentechnik die Stromproduktion flexibler zu gestalten. Dies ist insbesondere dann zu erwarten, wenn die Anlagenbetreiber/-innen einen gewissen Anteil ihrer Substrate aufgrund der Konkurrenzsituation mit anderen Nutzungswegen sehr teuer einkaufen müssen (wie bei der wirtschaftlichen Analyse bereits beschrieben). In diesen Einzelfällen scheint es betriebswirtschaftlich vorteilhafter, die Anlagenauslastung zu reduzieren. Dies führt zu einem geringeren Bedarf an Energiepflanzen, so dass eine mögliche Konkurrenzsituation gegenüber anderen Nutzungspfaden, wie etwa dem Nahrungsmittel- und Futtermittelanbau, in entsprechenden „Hotspots“, entschärft werden könnte.

3.1.3.4 Optimierter Biogasanlagenbetrieb durch bedarfsorientierte Stromerzeugung

Der Biogasanlagenbetrieb in der klassischen Auslegung wird mit sehr hoher Auslastung betrieben. Die Biogasproduktion wird so eingestellt, dass die produzierte Biogasmenge ausreicht, um das BHKW rund um die Uhr in Volllast betreiben zu können. Der Gasspeicher wird eher als Sammelspeicher genutzt bzw. als aktiver Gasspeicherraum.

Verändert sich nun die Substratqualität oder die -zusammensetzung, kann es zu einer Veränderung, wie z.B. zu einer kurzfristigen Erhöhung der Gasproduktion kommen. Durch die Reduzierung der Substratzufuhr wird in diesen Fällen die Gasproduktion wieder verringert, damit die Gasmenge wieder der Entnahmemenge durch das BHKW entspricht. Ebenso können Störungen im BHKW-Bereich zu einer geringeren Abnahme von Biogas führen. Auch in diesen Fall ist die zur Verwertung bereitstehende Biogasmenge höher als der Bedarf. Auch dann wird i.d.R. mit einer Anpassung der Fütterung darauf reagiert. Die Veränderung der Biogasproduktion durch die Anpassung der Fütterung ist allerdings verhältnismäßig träge.⁸²

Die Installation zusätzlicher Gasspeicherkapazitäten und die Integration von Gasspeicherfüllstandmessen in die Anlagensteuerung führen zu einer Professionalisierung des Gasspeicher-Managements. Aufbauend auf dieser Anlagentechnik für eine bedarfsorientierte Stromproduktion wird die Sicherheitseinrichtung angepasst. Die Betriebsweise der aktiven

⁸² Diese Einflüsse führen zu einem Anstieg des Gasspeicherdrucks. Überschreitet der Gasspeicherdruck einen bestimmten festgelegten Betriebsdruck, führt dies zu einer Aktivierung der Sicherheitskette. Eine wichtige Sicherheitseinrichtung stellt die Notfackel (wenn vorhanden) im Störfall dar, welche „überschüssige“ Biogasmengen gezielt verbrennt, um Methan (CH₄) in Kohlendioxid (CO₂) umzuwandeln. Die Notfackel schützt vor Methanemissionen (die wesentlich klimarelevanter sind als CO₂), die sonst über das Biogas in die Atmosphäre gelangen könnten. Durch den zusätzlichen Verbraucher (Gasfackel) sinkt dann der Druck im Gasspeicher unter einen festgelegten Wert. Sollte die Gasfackel unter bestimmten Umständen nicht zünden können oder steigt der Gasdruck schneller, als die Notfackel Biogas verwerten kann, dann springen Sicherheitsmechanismen an, welche gezielt Biogas und damit Methan in die Atmosphäre geben. Die Überdrucksituationen können auch durch Witterungsveränderungen verstärkt werden (z.B. starke Sonneneinstrahlung, Starkwind, Regen).

Gasspeichervolumina liegt selten an ihren Kapazitätsgrenzen. Der Biogasbedarf schwankt stark in Abhängigkeit vom Strompreis. Somit verändert sich die gespeicherte Gasmenge ebenfalls regelmäßig. Deshalb führt eine Veränderung der Biogasproduktion oder der -abnahme nicht unkontrolliert innerhalb von kurzer Zeit zu Drücken im Gasspeicher, die das Anspringen von Sicherheitseinrichtungen notwendig machen könnten. Tendenziell sind dadurch die Biogasmengen besser für die Verstromung nutzbar, da geringere Mengen Biogas über die Sicherheitseinrichtungen verloren gehen und somit Treibhausgasemissionen reduziert werden.

Die Reduzierung der eingesetzten Biomassemenge in vorhandenen Biogasanlagen führt zu einer Veränderung der Betriebskennndaten. Die verbleibenden reduzierten Substratmengen haben nun das gleiche Fermentervolumen über einen längeren Zeitraum zur Vergärung zur Verfügung. Die Erhöhung der Verweildauer kann so zu einer höheren Ausnutzung der eingesetzten Substrate führen. Dies ist stark vom umgesetzten Anlagenkonzept und von den eingesetzten Substraten abhängig. Dieser Effekt muss deshalb im Einzelfall analysiert und bewertet werden.

Die Flexibilisierung von Biogasanlagen führt prinzipiell zum Einsatz von effizienterer Anlagentechnik. Bei gleichbleibender produzierter Biogasmenge wird eine Investition in größere BHKW-Kapazitäten notwendig. Mit der Steigerung der BHKW-Leistung geht regelmäßig eine Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades um bis zu mehrere Prozent einher.⁸³ Dies führt zu einer höheren Ausnutzung der eingesetzten Substrate. Dieser Effekt macht sich besonders bei kleineren Anlagen bemerkbar, die mittels eines größeren BHKW flexibilisieren.

3.1.3.5 Endlagerung der Gärreste

Ein weiterer Aspekt sind die Anforderungen an die Endlagerkapazitäten. Die aktuelle, regelmäßig geforderte Lagerkapazität von sechs Monaten erhöht sich auf zukünftig neun Monate. Grund hierfür sind die notwendigen Anpassungen durch die Wasserrahmenrichtlinie. Tritt dies ein, so müssen Anlagen zusätzliche Investitionen in Lagerkapazitäten tätigen, welche bei gleichbleibenden Erlösen schwierig abzubilden sind. Durch die Investitionen in die Gärrestlagerkapazitäten steigt der zu bedienende Kapitaldienst an, dem ohne Anpassung des Betriebskonzeptes keine zusätzlichen Einnahmen gegenüberstehen. Die Anlagenbetreiber/-innen werden mit dieser Anforderung voraussichtlich unterschiedlich umgehen.

Als eine Lösung werden in der Branche die Trocknung und damit die Volumenreduzierung der Gärreste diskutiert. Dies gilt insbesondere für Anlagen, die keine oder nur geringe Mengen an Wärme nutzen und vor 2012 in Betrieb gingen. Diese Anlagen sind dann berechtigt, 3 ct/kWh_{el} KWK-Bonus (für den gleichzeitig produzierten Strom) zu beziehen und die Vergütung dementsprechend anzuheben. Die Investitionen in die Trocknung können so refinanziert werden. Investitionen in zusätzliche Lagerkapazitäten fallen dann nicht an. Die Stromproduktion dieser Anlagen kann anschließend bestenfalls noch eingeschränkt flexibilisiert werden. Denn die Gärresttrocknung benötigt i.d.R. zumindest quasi-kontinuierlich Wärme zur Trocknung der Gärreste. Ein flexibler Betrieb der Anlagen würde zu einer Reduzierung der Gärresttrocknung führen. Auch wenn es technische Lösungen mittels Wärmespeicher gibt, haben diese Anlagen i.d.R. unflexible Tatsachen geschaffen.

Grundsätzlich könnte auch die Investition in zusätzliche Kapazitäten zur Flexibilisierung der Anlage ein Lösungsansatz sein. Die dadurch generierbaren Einnahmen könnten dann einen

⁸³ Die Wirkungsgradsteigerung ist stark von der Anlagenleistung, sowie von Alter und Zustand des BHKW abhängig. Eine Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades zwischen 1 % und 4 % ist realistisch.

Beitrag zur Refinanzierung der zusätzlichen Gärrestlager leisten. Wenngleich dies dennoch die Gesamtertritte negativ beeinflusst.

Vereinzelte kann es auch für Biogasanlagen, insbesondere in Regionen mit hoher Substratnutzungs konkurrenz, interessant sein, eine Reduzierung der eingesetzten Biomasse mengen bei gleichbleibender Anlagentechnik vorzunehmen (wie im vorigen Abschnitt beschrieben). Die frei werdenden (Strom-) Erzeugungskapazitäten können in diesen Fällen für die bedarfsorientierte Strombereitstellung genutzt werden. Die vorhandenen Lagerkapazitäten könnten dann für die reduzierten Einsatzstoffmengen ausreichen, ohne dass in weitere Lagerkapazitäten investiert werden müsste. Diese Betriebsweise kann für manche Anlagenstandorte das Problem mit der gestiegenen Anforderung an die Endlagerkapazitäten etwas entschärfen. Diese Betriebsweise führt allerdings zu einer Reduzierung der Strommengen. Deshalb muss bemerkt werden, dass die Reduzierung der Strommengen bei gleichbleibendem absolutem Kapitaldienst ebenso zu einer Erhöhung der spezifischen Kosten für den Kapitaldienst pro Kilowattstunde führt. Im Ergebnis heißt das, dass die Entscheidung, die Auslastung zu reduzieren oder in Gärrestlager zu investieren, individuell zu entscheiden ist. Der dafür anzupassende Finanzierungsplan muss eng mit der finanzierenden Bank abgestimmt werden.

3.2 Rechtliche Analyse

Die rechtliche Analyse soll aufzeigen, ob und welche Anreize im EEG für einen flexiblen Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen gesetzt werden (dazu unter 3.2.1). Darüber hinaus wird dargestellt, aus welchen rechtlichen Gründen eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen derzeit nicht in dem gewünschten Maße erfolgt. Dabei wurde besonderes Augenmerk auf die arbeitsbezogene Vergütung im EEG gelegt (DV und Flexibilitätsprämie) (dazu unter 3.2.2). Es wurde zudem untersucht, ob und welche Anreize für den Einsatz nicht vorteilhafter Rohstoffe gesetzt werden (dazu unter 3.2.3) und inwieweit ein effizienter Einsatz von Biomasse in Biogas-Bestandsanlagen sicherstellt ist (dazu unter 3.2.4).

3.2.1 Anreize im EEG für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen

Betreiber von Biogasanlagen können den erzeugten Strom an den zum Kauf des Stroms verpflichteten Netzbetreiber liefern und dafür bei Vorliegen der entsprechenden Voraussetzungen die „volle“ EEG-Vergütung in Anspruch nehmen⁸⁴ oder sich einen Dritten suchen, der den Strom abkauft.⁸⁵ Bei der Direktvermarktung in der Form des § 33b Nr. 1 EEG 2012 können Biogasanlagenbetreiber/-innen neben einer Marktprämie⁸⁶ eine Flexibilitätsprämie⁸⁷ vom Netzbetreiber verlangen. Die Flexibilitätsprämie kann auch in Anspruch genommen werden, wenn der Strom in der sonstigen Direktvermarktung⁸⁸ direkt vermarktet wird. Dies gilt auch für Anlagen, die bis zum 31.12.2011 in Betrieb genommen wurden (sog. Bestandsanlagen).⁸⁹ Folglich kann die

⁸⁴ Vgl. z.B. § 27 EEG 2012.

⁸⁵ Sog. Direktvermarktung, vgl. §§ 33a ff. EEG 2012; vgl. zur Direktvermarktung Lehnert, Wieland (2012), S. 4 ff.; Valentin, Florian (2012), S. 11 ff.

⁸⁶ Vgl. § 33g EEG 2012, vgl. zur Marktprämie Gawel, Erik/Purkus, Alexandra (2012), S. 287 ff.

⁸⁷ Vgl. § 33i i.V.m. Anlage 5 EEG 2012.

⁸⁸ Vgl. § 33b Nr. 3 EEG 2012.

⁸⁹ Vgl. § 66 Abs. 1 Nr. 11 EEG 2012; Lehnert, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i, Rn. 2.

Flexibilitätsprämie auch von Betreiber/-innen von Biogas-Bestandsanlagen in Anspruch genommen werden.

Ziel der Flexibilitätsprämie ist es, Potentiale für eine markt- und bedarfsorientierte Stromerzeugung zu mobilisieren.⁹⁰ Sie soll Zusatzinvestitionen abdecken, um Gas- und Wärmespeicher sowie zusätzliche Kapazitäten in Bestands- und Neuanlagen bereitzustellen.⁹¹ Der höhere Strompreis bei hoher Nachfrage und die Marktprämie bieten hierfür keinen ausreichenden Anreiz.⁹² Die Flexibilitätsprämie soll also nach Vorstellung des Gesetzgebers das zentrale Element sein, um eine Flexibilisierung auch von Bestandsanlagen herbeizuführen. Aus diesem Grund wird auf dieses Instrument ein besonderes Augenmerk bei der Status-quo-Analyse gelegt.

Die Flexibilitätsprämie wird – verkürzt gesagt – für die zusätzlich bereitgestellte Leistung der Anlage gewährt. Der Netzbetreiber zahlt im Förderzeitraum von zehn Jahren an die Anlagenbetreiber/-innen angemessene monatliche Abschläge auf die zu erwartende Prämie.⁹³

Die konkrete Berechnung der Flexibilitätsprämie für die zusätzlich bereitgestellte Leistung ergibt sich aus § 33i Abs. 2 i. V. m. Anlage 5 EEG 2012. Danach handelt es sich bei der zusätzlich bereitgestellten Leistung grundsätzlich um die Differenz zwischen der installierten Leistung einer Anlage und der Bemessungsleistung der Anlage, wobei die Bemessungsleistung um einen Faktor von 1,1 für Anlagen in der Vor-Ort-Verstromung und von 1,6 für Biomethananlagen erhöht wird. Die Prämie wird pro tatsächlich eingespeister und direkt vermarkteter Kilowattstunde gezahlt.⁹⁴ Die Bemessungsleistung ist der Quotient aus der Summe der in dem jeweiligen Kalenderjahr erzeugten Kilowattstunden und der Summe der vollen Zeitstunden des jeweiligen Kalenderjahres abzüglich der vollen Stunden vor der erstmaligen Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch die Anlage und nach endgültiger Stilllegung der Anlage.⁹⁵

Die Zahlung der Flexibilitätsprämie ist an mehrere Voraussetzungen geknüpft: Die Anlagenbetreiberin/der Anlagenbetreiber muss den gesamten in der Biogasanlage erzeugten Strom direkt vermarkten. Er darf nicht gleichzeitig das Grünstromprivileg nach § 39 EEG 2012 in Anspruch nehmen.⁹⁶ Die Bemessungsleistung der Anlage, d.h. verkürzt gesagt die Jahresdurchschnittsleistung, muss mindestens 20 % der installierten Leistung betragen.⁹⁷ Die Anlage muss zudem bei der Bundesnetzagentur angemeldet werden.⁹⁸ Darüber hinaus müssen die Anlagenbetreiber/-innen eine Bescheinigung eines Umweltgutachters vorweisen können, die ausweist, dass die Anlage für einen flexiblen Betrieb geeignet ist.⁹⁹

⁹⁰ Lehnert, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i, Rn. 3.

⁹¹ Vgl. Gesetzesbegründung, BT-Drs. 17/6071, S. 159; Verweis auf Fraunhofer IWES u.a. (2011), S. 48 ff.

⁹² Hinsch/Holzzapfel, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 628, Rn. 122; Deutsche Bundesregierung (2011), S. 20; Wustlich, Guido/Müller, Dominik (2011), S. 394.

⁹³ Vgl. § 33i Abs. 2 Satz 3, Abs. 4 EEG 2012.

⁹⁴ Lehnert, in: Altröck/Oschmann, EEG, 4. Aufl. 2013, § 33i Rn. 22 ff.

⁹⁵ Vgl. § 3 Nr. 2a EEG 2012.

⁹⁶ Vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012.

⁹⁷ Vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 2 EEG 2012.

⁹⁸ Vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012.

⁹⁹ Vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012.

3.2.2 Rechtliche Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen, insbesondere aus dem EEG

3.2.2.1 Anlagenbegriff des EEG

Die Diskussion um den Anlagenbegriff i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 hat zu erheblichen Rechtsunsicherheiten geführt, die Anlagenbetreiber/-innen von der Flexibilisierung ihrer Biogas-Bestandsanlagen über den Zubau neuer BHKW abgehalten haben könnten. Denn die Definition der Anlage ist relevant für die Beurteilung der Frage, ob die Anlage – wie es § 33i EEG 2012 voraussetzt – flexibilisiert wird. Würde es sich beispielsweise bei einem Zubau einer Stromerzeugungseinheit zu einer bereits bestehenden Biogasanlage um eine „eigene“ zweite Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2012 handeln, könnte dies möglicherweise dazu führen, dass keine Flexibilisierung einer bestehenden Anlage anzunehmen wäre.

Dazu im Einzelnen:

Anlage ist „jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas“.¹⁰⁰ Um die einzelnen Problemfelder abzuschichten, soll zunächst auf „Vor-Ort-Anlagen“, dann auf sog. Satelliten-BHKW und zuletzt auf Biomethananlagen eingegangen werden.

Umstritten ist, ob mehrere BHKW „vor Ort“ als eine Anlage gelten, wenn sie technisch oder baulich für den Betrieb erforderliche Einrichtungen (wie z.B. einen Fermenter) gemeinsam nutzen. Der Zubau eines BHKW zu einer bestehenden „Fermenter-BHKW-Einheit“ ist ein klassischer Fall einer Flexibilisierung. Dies zeigt die Relevanz für die hier zu untersuchende Frage noch einmal deutlich.

Der BGH hat diese Unsicherheiten mit seinem Urteil vom 23.10.2013¹⁰¹ teilweise ausgeräumt. Er hat sich dem von mehreren Oberlandesgerichten vertretenen sog. weiten Anlagenbegriff angeschlossen, wonach eine technisch-bauliche Zusammenfassung mehrerer Stromerzeugungseinheiten möglich ist. Danach gelten mehrere BHKW, die an dieselbe Biogaserzeugungseinrichtung (Fermenter) angeschlossen sind, als eine Anlage im Sinne des § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009.¹⁰²

Folgt man der Ansicht des BGH, dürfte die oben geschilderte Problematik bezüglich der Flexibilisierung einer „Vor-Ort-Bestandsanlage“ u.a. durch Zubau einer zweiten Stromerzeugungseinheit im Hinblick auf den Anlagenbegriff i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 entschärft sein.

¹⁰⁰ Vgl. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009.

¹⁰¹ Az. VIII ZR 262/12.

¹⁰² Brandenburgisches OLG, Urteil vom 16.09.2010 – 12 U 79/10, Brandenburgisches OLG, Urteil vom 17.07.2012 – 6 U 50/11, LG Halle, Urteil vom 21.01.2011 – 7 O 1469/09 und OLG Düsseldorf, Urteil vom 05.12.2012 – VI-2 U (Kart) 7/12). Insbesondere die Clearingstelle EEG vertrat dagegen einen engeren Anlagenbegriff. Danach zählte zwar z.B. der Fermenter zur Anlage dazu. Jedoch sollte ihm keine „verklammernde“ Wirkung zukommen. Auch wenn mehrere BHKW einen Fermenter gemeinsam nutzen, sollte dieser zwar jedem BHKW zugerechnet werden, allerdings sollte jedes BHKW als eine eigenständige Anlage gelten (vgl. Clearingstelle EEG, Empfehlung vom 01.07.2010 – 2009/12; dem folgend LG Trier, Urteil vom 26.07.2012, Az.: 5 O 211/11; LG Duisburg, Urteil vom 21.03.2012 – 23 O 25/11; LG Regensburg, Urteil vom 01.09.2011 – 3 O 896/11 (3); Richter, Christoph (2010), S. 1009; Thomas, Henning/Vollprecht, Jens (2012), S. 335 ff.). Eine Zusammenfassung sollte nur unter den zusätzlichen Voraussetzungen des § 19 Abs. 1 EEG 2009 erfolgen (vgl. auch LG Duisburg, Urteil vom 21.03.2012 – 23 O 25/11, Abs. 42; OLG Düsseldorf, Urteil vom 05.12.2012 – VI-2 U (Kart) 7/12, Abs. 26).

Nicht abschließend geklärt ist allerdings, ob dies auch für sog. Satelliten-BHKW gilt. Bei einem Satelliten-BHKW handelt es sich um ein BHKW, das „weit“ von dem anderen BHKW und dem dazugehörigen Fermenter entfernt betrieben wird. Da beide Stromerzeugungseinheiten wie bei dem oben geschilderten Fall Gas aus demselben Fermenter beziehen, könnte man argumentieren, dass aufgrund der gemeinsamen Nutzung technisch für den Betrieb erforderlicher Einrichtungen eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 vorliegt. Bemerkenswert ist allerdings, dass im EEG eine Regelung zur „Verklammerung“ von mehreren Anlagen i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2012 zum Zwecke der Ermittlung der Vergütung zu finden ist, die genau diese Situation – ein Fermenter, mehrere daran angeschlossene Stromerzeugungseinheiten – abbildet.¹⁰³ Wenn Anlagenkonzepte mit mehreren BHKW, die einen oder mehrere Fermenter gemeinsam nutzen, immer schon als eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2012 anzusehen wären, bliebe für diese Spezialvorschrift¹⁰⁴ kein Anwendungsbereich. Denn es müssen ja mehrere Anlagen vorliegen. Zwar könnte man einwenden, dass es sich nur um eine Klarstellung handelt. Dagegen spricht allerdings, dass in der Spezialvorschrift zur Verklammerung über einen gemeinsam genutzten Fermenter eine Fiktion enthalten ist („gelten als“) und dies voraussetzt, dass es sich gerade nicht um eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2012 handelt. Wenn man der genannten Spezialvorschrift unter Zugrundelegung des Verständnisses des BGH demnach überhaupt einen Anwendungsbereich eröffnen möchte, so dürfte dies für die Satelliten-BHKW gelten. Denn die „Vor-Ort-Anlagen“ können es nach Ansicht des BGH gerade nicht sein. Demnach spricht also viel dafür, dass es sich bei dem Satelliten-BHKW und dem „Vor-Ort-BHKW“ um zwei Anlagen i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2012 handelt. Allerdings ist fraglich, wann es sich um ein „Vor-Ort-BHKW“ und wann um ein „Satelliten-BHKW“ handelt. Denn der BGH gibt in dem Urteil vom 23.11.2013¹⁰⁵ keine konkrete Grenze an, ab der ein BHKW nicht mehr zur Anlage zählen soll.

Der BGH äußert sich auch nicht zu Anlagen, die im sog. Gasabtausch betrieben werden (im Folgenden: Biomethananlagen). Dabei handelt es sich um Stromerzeugungseinheiten, die zwar fossiles Erdgas einsetzen, aufgrund der Fiktion des Gasabtausches jedoch als mit Biomethan betrieben angesehen werden, wenn die entsprechenden Voraussetzungen erfüllt werden. Wenn eine Stromerzeugungseinheit hierzu über eine Erdgasleitung mit Erdgas aus dem Erdgasnetz für die allgemeine Versorgung versorgt wird, handelt es sich dann um eine Flexibilisierung dieser Anlage, wenn zu der Stromerzeugungseinheit eine Stromerzeugungseinheit gebaut wird, die Erdgas aus derselben Erdgasleitung aus dem Erdgasnetz für die allgemeine Versorgung bezieht? Denkbar wäre es, die gemeinsam genutzte Erdgasleitung bis zum Erdgasnetz für die allgemeine Versorgung als technisch für den Betrieb erforderliche Einrichtung und damit beide Stromerzeugungseinheiten als eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 anzusehen. Dies könnte man aus dem o.g. Urteil des BGH u.U. „herauslesen“. Sicher ist dies jedoch nicht, da sich der BGH zu dieser Konzeption, wie bereits erwähnt, nicht geäußert hat. Dass hier auch eine andere Sichtweise angenommen werden kann, zeigen die Überlegungen des BMU. Es folgt

¹⁰³ Vgl. § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012. Dieser lautet wörtlich:

„Abweichend von Satz 1 gelten mehrere Anlagen unabhängig von den Eigentumsverhältnissen und ausschließlich zum Zweck der Ermittlung der Vergütung für den jeweils zuletzt in Betrieb gesetzten Generator als eine Anlage, wenn sie Strom aus Biogas mit Ausnahme von Biomethan erzeugen und das Biogas aus derselben Biogaserzeugungsanlage stammt.“

Angesichts der Tatsache, dass sich der Anlagenbegriff im EEG 2012 gegenüber dem EEG 2009 nicht geändert hat, kann man diese Vorschrift auch zur Auslegung des § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 heranziehen.

¹⁰⁴ Vgl. § 19 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012.

¹⁰⁵ Az. VIII ZR 262/12.

zwar dem weiten Anlagenbegriff, könnte unter Umständen aber auch bei Gasabtauschanlagen bei einer gemeinsam genutzten Erdgasleitung dazu kommen, dass zwei Anlagen i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2012 vorliegen.¹⁰⁶ Auch hier bleiben also auch nach dem Urteil des BGH Unsicherheiten im Hinblick auf den Anlagenbegriff bestehen.

3.2.2.2 Inbetriebnahmebegriff des EEG

Von der Definition der Anlage hängt auch das Inbetriebnahmejahr ab – und damit u.a. die anzuwendende Fassung des EEG, die Vergütungsvoraussetzungen, die Vergütungssätze und die Vergütungsstufe. Denn Inbetriebnahme ist „die erstmalige Inbetriebsetzung des Generators der Anlage nach Herstellung der technischen Betriebsbereitschaft der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde“.¹⁰⁷ Bei einer geplanten Flexibilisierung eines im Jahr 2009 in Betrieb genommenen BHKW durch Zubau eines zweiten fabrikneuen BHKW im Jahr 2014 weiß der Anlagenbetreiber also nicht genau, ob beide BHKW im Jahr 2009 oder 2014 in Betrieb gegangen sind bzw. ob möglicherweise das alte BHKW im Jahr 2009 und das neue BHKW im Jahr 2014 in Betrieb gegangen ist. Angesichts der Tatsache, dass in beiden Gesetzen teilweise abweichende Vergütungsvoraussetzungen zu finden sind, ist diese Änderung des Anlagenkonzepts mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.¹⁰⁸

Dazu im Einzelnen:

In Anwendung des weiten Anlagenbegriffs könnte viel dafür sprechen, dass in dem geschilderten Beispielfall – also bei „Vor-Ort-Anlagen“ – das neue BHKW den Inbetriebnahmezeitpunkt des „alten“ BHKW übernimmt. Denn da es sich um eine Anlage i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2012 handelt, kann diese Anlage – so könnte man anführen – auch nur einen Inbetriebnahmezeitpunkt aufweisen. Wenn die Gutachter die Ausführungen des BGH richtig interpretieren, so folgt der BGH dieser Sichtweise – zumindest unter dem EEG 2009.¹⁰⁹ Das bedeutet nach unse-

¹⁰⁶ BMU (2012), S. 14. Für diese Sichtweise könnten u. a. die Bestimmungen in der Niederdruckanschlussverordnung sprechen. Dort ist geregelt, dass Anschlüsse an das Gasnetz – bestehend aus der Netzanschlussleitung, einer ggf. vorhandenen Absperrereinrichtung außerhalb des Gebäudes, Isolierstück, Hauptsperreinrichtung und ggf. Haus-Druckregelgerät (vgl. § 5 Satz 1 der Niederdruckanschlussverordnung) – zu den Betriebsanlagen des Netzbetreibers zählen (vgl. § 8 Abs. 1 Satz 1 der Niederdruckanschlussverordnung). Daraus könnte man ableiten, dass zumindest Gas-Netzanschlüsse im Sinne von § 5 Satz 1 der Niederdruckanschlussverordnung kein Bestandteil einer EEG-Anlage sein können, weil sie den Betriebsanlagen des Netzbetreibers zuzurechnen sind.

¹⁰⁷ Vgl. § 3 Nr. 5 EEG 2012.

¹⁰⁸ Dies zeigt beispielsweise die Regelung in § 27 Abs. 3 EEG 2012. Wie sich aus der Vorschrift ergibt, kann die „volle“ EEG-Vergütung für ab dem 01.01.2014 in Betrieb gegangene Anlagen nur in Anspruch genommen werden, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 kW nicht übersteigt. Ggf. muss der Strom also direkt vermarktet werden, wenn der Anlagenbetreiber finanzielle Förderungen aus dem EEG in Anspruch nehmen möchte. Wenn er aber keinen Abnehmer für den Strom findet, könnte er diese Vorteile nicht generieren. Problematisch wäre dies aber z.B. auch bei der fossilen Zünd- und Stützfeuerungsanlage, die für nach dem 31.12.2006 in Betrieb genommene BHKW nicht mehr zulässig ist, § 8 Abs. 6 EEG 2009 (vgl. Loibl, Helmut (2013), S. 132).

¹⁰⁹ Denn wie sich für uns aus Rn. 59 ff. des Urteils vom 23.10.2013 (Az. VIII ZR 262/12) ergibt, sollen sich „nur“ der Förderungszeitraum nach § 21 Abs. 2 EEG 2009 und die Degression für die Vergütung unterscheiden. Explizit bringt der BGH dies jedoch leider nicht so zum Ausdruck. Allerdings sprechen insbesondere folgende Ausführungen für diese Interpretation (Rn. 60):

„Soweit die Revision weiter geltend macht, die Anwendung des weiten Anlagenbegriffs widerspreche der gesetzgeberischen Intention, den technologischen Fortschritt zu unterstützen, weil Altanlagen aufgrund der

rem Dafürhalten verkürzt gesagt: Eine erweiterte Altanlage bleibt insgesamt eine Altanlage und unterfällt nicht den Neuregelungen des EEG. Wird also eine Altanlage durch Zubau eines BHKW flexibilisiert, erhält das neue BHKW den Inbetriebnahmezeitpunkt des alten BHKW.

Wollte man annehmen, dass diese Frage geklärt ist, so dürfte dies allerdings wiederum nur für „Vor-Ort-Anlagen“ angenommen werden. Für die Satelliten-BHKW und die Biomethananlagen bleibt dies unsicher. Denn wie oben ausgeführt, kann nicht mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass diese Erwägungen des BGH auch auf diese Fälle übertragen werden können.

3.2.2.3 Refinanzierungsproblem aufgrund verkürzten Förderungszeitraums für Flexibilitätsprämie

Die Flexibilitätsprämie kann seit ihrer Einführung durch das EEG 2012 zwar auch von Biogas-Bestandsanlagen für insgesamt zehn Jahre in Anspruch genommen werden. Voraussetzung ist, dass unbeschadet des § 33e Satz 1 EEG 2012 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 EEG besteht, der nicht nach § 17 EEG 2012 vermindert ist.¹¹⁰ Damit entfällt diese Voraussetzung, wenn der Förderungszeitraum von 20 Jahren zzgl. Inbetriebnahmejahr abgelaufen ist. Da der Förderungszeitraum auch während des Zeitraums der Direktvermarktung weiter läuft,¹¹¹ endet also der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie spätestens mit Ablauf des Förderungszeitraums von 20 Jahren zzgl. Inbetriebnahmejahr. Bei einem Zubau eines zusätzlichen BHKW dürfte es sich in Anwendung der Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff des § 3 Nr. 1 EEG 2009 insgesamt um eine Anlage bestehend aus der vorhandenen und der neu hinzugebauten Stromerzeugungseinheit mit dem bereits laufenden Förderungszeitraum handeln. Aus diesem Grund dürften solche Biogas-Bestandsanlagen ggf. nicht mehr die volle in § 33i EEG 2012 vorgesehene zehnjährige Förderdauer für die Flexibilitätsprämie ausschöpfen können, die erst nach zehn Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres oder später auf einen flexiblen Anlagenbetrieb umgestellt werden. Da die Flexibilitätsprämie über die zehnjährige Förderdauer Investitionen ausgleichen soll, die für eine bedarfsgerechte Erzeugung in Gas- und Wärmespeicher sowie zusätzliche Strom-Erzeugungskapazitäten notwendig sind,¹¹² könnte dies einem wirtschaftlichen Betrieb solcher Biogas-Bestandsanlagen im Fall der Flexibilisierung entgegenstehen, sofern sie die zehnjährige Förderdauer zur Refinanzierung benötigen (vgl. dazu 3.1.2.7).

Möglicherweise wird diese Problematik dadurch entschärft, dass das hinzugebaute BHKW einen „eigenen“ Förderungszeitraum erhält. So könnte man möglicherweise die Ausführungen des BGH verstehen.¹¹³ Dann ergibt sich allerdings das Problem, dass „die Anlage“ unterschiedliche Förderungszeiträume hat und damit eine „Teil-Anlage“ – die ältere – keine Förderung und

Übergangsbestimmungen der §§ 66 Abs. 1 EEG 2009 und EEG 2012 nicht die für neue Anlagen erforderlichen technischen Anforderungen erfüllen müssten und daher auch der Anschluss eines weiteren (neuen) Blockheizkraftwerks nicht den erhöhten technischen Anforderungen genügen müsse, verkennt sie, dass diese Vorschriften schon im Hinblick auf das ihnen eigene Regelungsziel, nämlich den schrittweisen Übergang zur neuen Rechtslage, keinen tragfähigen Rückschluss auf den Inhalt des in § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 definierten Anlagenbegriffs zulassen. Zudem sehen sie technische Erleichterungen ohnehin nur für einen Übergangszeitraum von drei Jahren vor (§§ 66 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009 und EEG 2012).“

¹¹⁰ Vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012.

¹¹¹ Vgl. § 33e Satz 2 EEG 2012.

¹¹² Lehnert, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i Rn 4.

¹¹³ Urteil vom 23.10.2013 (Az. VIII ZR 262/12), Rn. 42.

damit auch keine Flexibilitätsprämie erhält, während die andere „Teil-Anlage“ – die neuere – den Zeitraum voll ausschöpfen kann.

3.2.2.4 Wechsel zwischen Direktvermarktung und fester Einspeisevergütung möglich?

Es ist umstritten, ob der Anlagenbetreiber, nachdem er einmal die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen hat, immer in der Direktvermarktung bleiben muss, wenn er die Prämie für die Zukunft nicht verlieren möchte.

Dazu im Einzelnen:

Ein Anspruch auf die Flexibilitätsprämie setzt voraus, dass der gesamte in der Anlage erzeugte Strom unter Inanspruchnahme der Marktprämie¹¹⁴ oder in der sonstigen Direktvermarktung¹¹⁵ vermarktet wird.¹¹⁶

Teilweise wird hierzu in der Literatur die Ansicht vertreten, der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie setze voraus, dass der in einer Anlage erzeugte Strom für den gesamten zehnjährigen Förderzeitraum direkt vermarktet werden müsse. Im Fall der „Rückkehr“ in die EEG-Festvergütung innerhalb dieses Zeitraumes verliere der Anlagenbetreiber seinen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie.¹¹⁷

Andere Stimmen in der rechtswissenschaftlichen Literatur verweisen darauf, dass sich eine solche Rechtsfolge nicht aus dem Gesetzeswortlaut des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 ergebe. Danach müsse zwar der gesamte in der Anlage erzeugte Strom direkt vermarktet werden. Der Hinweis auf den „gesamten“ Strom sei jedoch als mengenmäßiges Element zu verstehen.¹¹⁸ Es sei deshalb möglich, für einzelne Jahre aus der Flexibilitätsprämie auszusteigen und in diesen die feste Einspeisevergütung in Anspruch zu nehmen.¹¹⁹ Vertreter dieser Ansicht verweisen in diesem Zusammenhang u. a. darauf, dass ein endgültiger Wegfall des Vergütungsbestandteils nach der einmaligen Verletzung einer Voraussetzung bei dem Bonus für nachwachsende Rohstoffe ausdrücklich angeordnet werde.¹²⁰ Dass dies in § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2009 nicht geregelt werde, spreche in Anbetracht der weitreichenden Rechtsfolge auch aus systematischen Gründen für eine Auslegung, wonach die Flexibilitätsprämie dann wieder beansprucht werden kann, wenn alle Fördervoraussetzungen (erneut) erfüllt werden.¹²¹

Auch aus der Tatsache, dass die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie für den gesamten Strom eingehalten sein müssen, ergebe sich nicht zwingend, dass ein zwischenzeitlicher Ausstieg aus der Marktprämie zu einem Entfallen des Anspruchs für die gesamte Zukunft führe.¹²²

¹¹⁴ Vgl. § 33b Nr. 1 EEG 2012.

¹¹⁵ Vgl. § 33b Nr. 3 EEG 2012.

¹¹⁶ Vgl. § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012.

¹¹⁷ Valentin, Florian (2012), S. 11 ff.; Wustlich, Guido/Müller, Dominik (2011), S. 380 ff.

¹¹⁸ Hirsch/Holzzapfel, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 521 ff.; Rn. 16.

¹¹⁹ Lehnert, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i, Rn. 15; Hirsch/Holzzapfel, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 521 ff.; Rn. 16.

¹²⁰ Vgl. Anlage 2 Nr. VII 2. EEG 2009.

¹²¹ Lehnert, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i, Rn. 15.

¹²² Denn auch in anderen Normen, in denen eine Voraussetzung wie in § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 für den „gesamten Strom“ eingehalten werden müsse – wie etwa § 16 Abs. 3 EEG 2012 oder § 33c Abs. 1 EEG 2012 –,

Die Verpflichtung der Direktvermarktung während des gesamten Förderzeitraums für die Flexibilitätsprämie von zehn Jahren ergebe sich auch nicht aus der Regelung zur Förderungshöchstdauer.¹²³ Auch bei der festen Einspeisevergütung sei anerkannt, dass der Gesamtförderzeitraum zum Beispiel durch eine zeitweise Direktvermarktung nicht verlängert werden könne.

Entsprechendes gelte auch bei der Förderhöchstdauer.¹²⁴ Der Zeitraum von zehn Jahren könne zwar durch Handlungen der Anlagenbetreiber/-innen nicht verlängert werden. Keinesfalls bewirke die Bestimmung aber ein Verbot von dem zeitweisen Ausstieg aus der Direktvermarktung, die ausdrücklich erlaubt sei.¹²⁵ Erst recht könne der Regelung zur zehnjährigen Förderdauer für die Flexibilitätsprämie¹²⁶ nicht die Rechtsfolge entnommen werden, dass der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie für die gesamte Zukunft entfällt, wenn Anlagenbetreiber/-innen zeitweise zurück in das gesetzliche Vergütungssystem wechseln.¹²⁷ Es sei unverhältnismäßig, wenn eine einmalige Verletzung der Voraussetzungen aus § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 dazu führen würde, dass die Flexibilitätsprämie für die gesamte Zukunft entfällt. Deshalb sei davon auszugehen, dass der einmalige Entfall einer Vergütungsvoraussetzung nicht zu einem endgültigen Ausschluss der Flexibilitätsprämie führe.¹²⁸ Der Anspruch auf die Flexibilitätsprämie lebe vielmehr wieder auf, wenn der Anlagenbetreiber/-innen vor Ablauf der zehnjährigen Prämiedauer in eine zulässige Form der Direktvermarktung zurückwechseln und alle Anspruchsvoraussetzungen für die Flexibilitätsprämie wieder vorliegen.¹²⁹

3.2.2.5 Anspruch auf Flexibilitätsprämie nur bei Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie?

Es ist umstritten, ob die Flexibilitätsprämie nur in Anspruch genommen werden kann, wenn eine Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie erfolgt. Würde eine sonstige Direktvermarktung erfolgen, hätten die Anlagenbetreiber/-innen damit möglicherweise keinen Anspruch auf die Flexibilitätsprämie und die Kosten für die Flexibilisierung könnten über den zehnjährigen Förderzeitraum ggf. nicht refinanziert werden.

Dazu im Einzelnen:

bedeute dies nicht, dass diese Voraussetzung für den gesamten jeweiligen Vergütungszeitraum gelte. So könne auch der Anforderung des § 16 Abs. 3 EEG 2012 kein zeitliches Element dahingehend entnommen werden, dass ein Anlagenbetreiber verpflichtet wäre, den Vergütungsanspruch über die gesetzlich vorgesehene Mindestvergütungsdauer nach § 21 Abs. 2 Satz 1 EEG 2012 zu verlangen. Entsprechendes gelte bei der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie, deren Förderhöchstdauer zehn Jahre beträgt. Der Anlagenbetreiber könne deshalb hier wie dort aus dem Förderungsmodell vorzeitig aussteigen, ohne dass ihm eine Rückkehr verwehrt wäre (vgl. Hinsch/Holzzapfel, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 521 ff., 579, Rn. 146).

¹²³ Vgl. § 33i Abs. 4 Satz 1 EEG 2012.

¹²⁴ Vgl. § 33i Abs. 4 S. 1 EEG 2012.

¹²⁵ Vgl. § 33d Abs. 1 Nr. 3 EEG 2012.

¹²⁶ Vgl. § 33i Abs. 4 S. 1 EEG 2012.

¹²⁷ Hinsch/Holzzapfel, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 521 ff., 579, Rn. 147; Lehnert, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i, Rn. 16.

¹²⁸ Ebd.

¹²⁹ BMU (2014).

Nach § 33i Abs. 1 EEG 2012 kann die Flexibilitätsprämie „ergänzend zur Marktprämie“ in Anspruch genommen werden. Rechtlich nicht abschließend geklärt ist in diesem Zusammenhang, ob die Flexibilitätsprämie auch in Anspruch genommen werden kann, wenn der in der Anlage erzeugte Strom nicht über den gesamten zehnjährigen Förderzeitraum unter Inanspruchnahme der Marktprämie, sondern in einer anderen Form direkt vermarktet wurde.

§ 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 setzt voraus, dass der gesamte in der Anlage erzeugte Strom in den in § 33b Nr. 1 oder 3 EEG 2012 geregelten Formen – unter Inanspruchnahme der Marktprämie oder in der sonstigen Direktvermarktung – vermarktet wird.

Die Gesetzesbegründung enthält zu § 33i EEG 2012 dagegen den Hinweis, dass die Direktvermarktung in der Marktprämie in dem gesamten Zeitraum eingehalten werden muss, in dem die Prämie in Anspruch genommen wird, also für zehn Jahre. Ein zwischenzeitlicher Ausstieg aus der Marktprämie führe zu einem Entfallen des Anspruchs für die gesamte Zukunft.¹³⁰ Dies könnte dafür sprechen, dass der in der Anlage erzeugte Strom während des gesamten zehnjährigen Förderzeitraumes ausschließlich unter Inanspruchnahme der Marktprämie, nicht aber in der sonstigen Direktvermarktungsform vermarktet werden darf.

Da § 33i Abs. 1 EEG 2012 ausdrücklich auch auf die in § 33b Nr. 1 EEG 2012 genannte sonstige Direktvermarktung verweist, wird in der Literatur teilweise vertreten, dass die in der Gesetzesbegründung genannten Voraussetzungen zu eng seien, wonach der Strom über die gesamte zehnjährige Förderdauer in die Marktprämie vermarktet werden muss.¹³¹

3.2.2.6 Verpflichtung zur Direktvermarktung des gesamten in der Anlage erzeugten Stroms

Möglicherweise muss der gesamte erzeugte Strom direkt vermarktet werden, um die Flexibilitätsprämie zu erhalten. Das würde bedeuten, dass die Prämie entfallen würde, wenn ein Teil des erzeugten Stroms in der Anlage verbraucht würde. Dies stellt insbesondere für Bioabfallvergärungsanlagen mit einer Bemessungsleistung von deutlich mehr als 500 kW auch ein wirtschaftliches Hemmnis dar (vgl. dazu 3.1.2.5). Zudem würden Verbraucher – folgte man dieser Sichtweise –, die sich zwischen Erzeugung und Netzverknüpfungspunkt befinden, den Anspruch zunichtemachen. Ggf. müsste also die gesamte Netzanschlusskonzeption geändert werden.

Dazu im Einzelnen:

§ 33i Abs. 1 EEG 2012 sieht nach dem Wortlaut vor, dass der „gesamte in der Anlage erzeugte Strom“ unter Inanspruchnahme der Marktprämie oder in der sonstigen Direktvermarktung vermarktet wird.

Der Wortlaut von § 33i Abs. 1 EEG 2012 könnte dafür sprechen, dass ein Verbrauch des in der Anlage erzeugten Stroms vor dem Netz für die allgemeine Versorgung dazu führt, dass die Flexibilitätsprämie überhaupt nicht in Anspruch genommen werden kann. Denn der Wortlaut stellt gerade auf den gesamten in der Anlage erzeugten und nicht auf den eingespeisten Strom ab. Deshalb könnte ein Verbrauch von Strom aus der Anlage, für die die Flexibilitätsprämie in

¹³⁰ BT-Drs. 17/6071, S. 81.

¹³¹ Lehnert, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i Rn 10; Hinsch/Holzapfel, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 572 (Rn 127); a.A. Valentin, Florian (2012) S. 14.

Anspruch genommen werden soll, dem Anspruch auf die Flexibilitätsprämie entgegenstehen.¹³²

Demgegenüber wird in der Literatur vertreten, dass eine tatsächliche Einspeisung neben der unmittelbaren Einspeisung¹³³ auch die kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung¹³⁴ erfasse.¹³⁵

Man könnte sich auch auf den Standpunkt stellen, dass zumindest der Eigenverbrauch der Anlage von der Verpflichtung zur Direktvermarktung ausgenommen wird.¹³⁶ Weiterhin könnte eine Zusammenschau mit § 16 Abs. 3 EEG 2012 dafür sprechen, dass ein Verbrauch von in der Anlage erzeugtem Strom vor dem Netz für die allgemeine Versorgung generell unschädlich sein könnte. Denn nach dieser Norm müssen Anlagenbetreiber/-innen, die den Anspruch auf die feste Einspeisevergütung nach § 16 Abs. 1 EEG 2012 in Anspruch nehmen, den gesamten in der Anlage erzeugten Strom abzüglich des Stroms zu Verfügung zu stellen, der von ihnen selbst oder von Dritten in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird. Diese Strommengen unterfallen damit nicht der Überlassungspflicht und – so könnte man anführen – auch nicht den Regelungen in den §§ 33a EEG 2012 zur Direktvermarktung. Auf die Höhe der Flexibilitätsprämie hätte dies zumindest bezüglich der für die Berechnung erforderlichen Bemessungsleistung keine Auswirkung (vgl. Nr. 1 Anlage 5 EEG). Denn für die Ermittlung der Bemessungsleistung wird auf die erzeugten Kilowattstunden abgestellt und nicht – wie in § 18 Abs. 2 EEG 2009 – auf die nach § 8 EEG 2009 abgenommene Strommenge.

3.2.2.7 Einstufung der Anlage durch Umweltgutachter als flexibilisierte Anlage

Wie sich aus § 33i Abs. 1 Nr. 4 EEG 2012 entnehmen lässt, muss ein Umweltgutachter oder eine Umweltgutachterin bescheinigen, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist. Da im Gesetz nicht weiter geregelt ist, welche Kriterien für diese Beurteilung im Einzelnen anzulegen sind, könnten sich hier Unsicherheiten ergeben haben, die ggf. ein Hemmnis dargestellt haben könnten.

¹³² Auch könnte § 33i Abs. 1 EEG 2012 in der Zusammenschau mit § 33g Abs. 1 Satz 2 EEG 2012, auf den § 33i Abs. 1 EEG 2012 verweist, für eine solche Sichtweise sprechen. Danach besteht ein Anspruch auf die Marktprämie nur für den Strom, der tatsächlich eingespeist und von einem Dritten abgenommen worden ist. Der Wortlaut „tatsächlich eingespeist“ könnte so verstanden werden, dass der gesamte in der Anlage erzeugte Strom auch physikalisch eingespeist werden muss und insbesondere auch eine kaufmännisch-bilanzielle Einspeisung von Strom nach § 8 Abs. 2 EEG 2009/2012 nicht ausreicht.

¹³³ Im Sinne von § 8 Abs. 1 EEG 2012.

¹³⁴ Im Sinne von § 8 Abs. 2 EEG 2012.

¹³⁵ Wustlich, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33g Rn 41. Hierfür könnte auch die Zusammenschau mit 16 Abs. 1 Satz 2 EEG 2012 sprechen, der die Vergütungspflicht des Netzbetreibers auf den „tatsächlich nach § 8“ abgenommenen Strom erstreckt. Jedenfalls in dieser Norm ist die Formulierung „tatsächlich abgenommen“ nicht als physikalische Abnahme zu verstehen. Denn auch der nach § 8 Abs. 2 EEG 2012 physikalisch zwar vor dem Netz verbrauchte, aber kaufmännisch-bilanziell eingespeiste Strom ist mit der gesetzlichen Mindestvergütung nach § 16 Abs. 1 EEG 2012 zu vergüten.

¹³⁶ Es würde dann auf die Nettostromerzeugung abgestellt. Ansatzpunkt hierfür könnte das auch in § 3 Abs. 5 KWKG zum Ausdruck kommende allgemeine Verständnis sein, dass nur die Strommengen „erzeugt“ werden, die tatsächlich genutzt werden können. Das sind nur die Strommengen abzüglich des Eigenverbrauchs. In der erwähnten Vorschrift heißt es wörtlich: „Nettostromerzeugung ist die an den Generatorklemmen gemessene Stromerzeugung einer Anlage abzüglich des für ihren Betrieb erforderlichen Eigenverbrauchs.“

Mindestanforderungen dürften sich nun aber wohl aus der Leitlinie des Umweltgutachterausschusses zu den Aufgaben des Umweltgutachters nach der EMAS-Verordnung (UGA-Aufgabenleitlinie) ergeben, so dass fraglich ist, ob das Hemmnis gegenwärtig noch besteht.

3.2.2.8 Keine Flexibilitätsprämie bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW und Inbetriebnahme nach dem 31.12.2013?

Wie sich aus § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 ergibt, kann die Flexibilitätsprämie nur verlangt werden, wenn für den Strom ein Vergütungsanspruch nach § 16 EEG 2012 besteht, der nicht nach § 17 EEG 2012 verringert ist. Allerdings besteht für Strom aus Anlagen, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen werden, der Anspruch auf die Festvergütung¹³⁷ nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 kW nicht übersteigt.¹³⁸ Entsprechendes gilt für die Vergütung für die Vergärung von Bioabfällen nach § 27a EEG 2012¹³⁹ und den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Abs. 2 EEG 2012¹⁴⁰. Es könnte also angeführt werden, dass bei den hier in Frage stehenden Anlagen kein Anspruch auf diese Vergütungen – und damit auch nicht nach § 16 EEG 2012 – besteht und damit die Voraussetzungen des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 nicht erfüllt werden.

Dazu im Einzelnen:

Für ein Entfallen könnte der Wortlaut des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 sprechen. Hierfür könnte man auch anführen, dass für die Inanspruchnahme der Marktprämie bzw. des Grünstromhändlerprivilegs ebenfalls eine Vergütungsfähigkeit des Stroms nach § 16 EEG 2012 gefordert¹⁴¹ wird und mit § 33c Abs. 3 EEG 2012 diese Problematik gelöst wurde.¹⁴² Fraglich ist allerdings, ob beabsichtigt war, Anlagen mit einem Anspruch auf die Flexibilitätsprämie abweichend zu behandeln. In der Literatur wird vor diesem Hintergrund die Ansicht vertreten, dass es sich um ein redaktionelles Versehen handelt und diese planwidrige Regelungslücke durch eine entsprechende Anwendung des § 33c Abs. 3 EEG 2012 auch für Anlagen zu schließen ist, welche die Flexibilitätsprämie begehren.¹⁴³

Betrachtet man die Ausführungen des BGH in seinem Urteil vom 23.10.2013,¹⁴⁴ so würde der Inbetriebnahmezeitpunkt der neu hinzu gebauten Stromerzeugungseinheit wohl dem Inbetriebnahmezeitpunkt der bestehenden Anlage entsprechen. Bei den hier betrachteten Bestands-Biogasanlagen wäre dies also regelmäßig ein Zeitpunkt vor dem 01.01.2012, so dass die Vorschrift für diese Anlagen keine Rolle spielen würde. Wenn jedoch Anlagen, die unter dem EEG

¹³⁷ Nach § 27 Abs. 1 EEG 2012.

¹³⁸ Vgl. § 27 Abs. 3 EEG 2012.

¹³⁹ Vgl. § 27a Abs. 2 EEG 2012.

¹⁴⁰ Vgl. § 27c Abs. 3 EEG 2012.

¹⁴¹ Vgl. § 33c Abs. 2 Nr. 1 lit. a EEG 2012.

¹⁴² § 33c Abs. 3 EEG 2012 lautet wörtlich: „Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biomasse dürfen abweichend von Absatz 2 Nummer 1 Buchstabe a Strom auch dann direkt vermarkten, wenn der Vergütungsanspruch nach § 16 nur deshalb nicht besteht, weil die Voraussetzungen nach § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 oder § 27c Absatz 3 nicht erfüllt sind.“

¹⁴³ Ekardt/Hennig, in: Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg.) (2013), § 33c Rn. 12.

¹⁴⁴ Az. VIII ZR 262/12, Rn. 60.

2012 in Betrieb genommen wurden, flexibilisiert werden sollen, bleibt es bei der beschriebenen Unsicherheit.

3.2.2.9 Keine Flexibilitätsprämie bei Anlagen ohne „Mindestwärmenutzung“ bzw. „Mindestgüleeinsatz“?

Wie sich aus § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 ergibt, kann die Flexibilitätsprämie nur verlangt werden, wenn für den Strom ein Vergütungsanspruch nach § 16 EEG 2012 besteht, der nicht nach § 17 EEG 2012 verringert ist. Gemäß § 27 Abs. 4 EEG 2012 besteht der Anspruch auf die Festvergütung¹⁴⁵ nur, wenn eine bestimmte „Mindestwärmenutzung“ bzw. ein „Mindestgüleeinsatz“ erfolgt. Es könnte also angeführt werden, dass bei Anlagen, welche diese Voraussetzung nicht erfüllen, kein Anspruch auf die Festvergütung – und damit auch nicht nach § 16 EEG 2012 – besteht und damit die Voraussetzungen des § 33i Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012 nicht erfüllt werden.

Letztlich können hier dieselben Argumente wie bei der Problematik „Anlagen mit einer Leistung von mehr als 750 kW und Inbetriebnahme nach dem 31.12.2013“ angeführt werden. Aus diesem Grund soll auf die obigen Ausführungen zu dieser Problematik (vgl. unter 3.2.2.8) verwiesen werden.

3.2.2.10 „Wechselwirkung“ mit dem StromStG

Nach dem Stromsteuergesetz (im Folgenden: StromStG)¹⁴⁶ ist die Stromerzeugung in Anlagen mit einer elektrischen Nennleistung von bis zu 2 MW von der Stromsteuer befreit, wenn der Strom entweder vom Anlagenbetreiber im räumlichen Zusammenhang zur Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird¹⁴⁷ oder vom Anlagenbetreiber bzw. demjenigen, der die Anlage betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zur Anlage entnehmen. Hierdurch soll die dezentrale Stromerzeugung und -versorgung aus kleinen Anlagen gefördert werden. Die Regelung des § 12b Stromsteuer-Durchführungsverordnung (im Folgenden: StromStV) bestimmt in Bezug auf die Nennleistungsgrenze von 2 MW, dass mehrere unmittelbar miteinander verbundene Stromerzeugungseinheiten an einem Standort als eine Anlage zur Stromerzeugung nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG gelten, wobei als unmittelbar miteinander verbunden insbesondere Anlagen in Modulbauweise gelten, die sich im selben baulichen Objekt befinden (Abs. 1). Darüber hinaus gelten Stromerzeugungseinheiten an unterschiedlichen Standorten ebenfalls als eine Anlage nach § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG, wenn sie zentral gesteuert werden und den erzeugten Strom zumindest teilweise in das Versorgungsnetz einspeisen (Abs. 2). Unter den genannten Voraussetzungen kann etwa eine Biogas-Bestandsanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 1,6 MW, die zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie um ein weiteres BHKW von 0,6 MW ergänzt wird, wegen Überschreitung der Nennleistungsgrenze von 2 MW die Steuerfreiheit aus § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG verlieren. Ob dieses Ergebnis dem Anreiz für einen flexiblen Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen Rechnung trägt, erscheint zumindest fraglich.

Hinzu kommt ein weiterer Aspekt: Nach § 12b Abs. 4 Satz 1 StromStV dürfen an den Leistungsbeziehungen über den in der Anlage erzeugten Strom keine weiteren als die in § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG genannten Personen (Anlagenbetreiber bzw. derjenige, der die Anlage betreiben

¹⁴⁵ Nach § 27 Abs. 1 EEG 2012.

¹⁴⁶ Vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG.

¹⁴⁷ Vgl. § 9 Abs. 1 Nr. 3 a) StromStG.

lässt, und der Letztverbraucher) beteiligt sein. Eine Direktvermarktung, die zur Inanspruchnahme der Marktprämie¹⁴⁸ bzw. als sonstige Direktvermarktung¹⁴⁹ über Dritte erfolgt, schließt damit ebenfalls die Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung aus § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG aus. Auch insoweit stellt sich die Frage, ob hierdurch zumindest faktisch die vom EEG gewollte Direktvermarktung gehemmt wird.

3.2.3 Anreize im EEG für den Einsatz nicht vorteilhafter Rohstoffe

Vor dem Hintergrund, dass Bioenergie aus sog. Anbaubiomasse – die bildlich gesprochen „direkt vom Feld“ stammt – im Vergleich zu den anderen Erneuerbaren Energieträgern (z.B. Wind und Sonne) hinsichtlich der Flächeneffizienz nach Ansicht des UBA weit zurück bleibt, erscheint aus Sicht des UBA eine Nutzungspriorisierung sinnvoll. Danach soll Biomasse zuerst als Nahrung, dann als Futter, schließlich stofflich und erst nachrangig energetisch verwertet werden. Dahinter steht der Gedanke, dass Biomasse in den ersten zwei Verwendungsarten – Nahrung und Futter – nicht ersetzbar ist, als stoffliche Verwertung in einem weitgehend erneuerbaren System wohl auch nicht, aber als Energieträger für Strom, Wärme und Kraftstoffgewinnung nicht essentiell ist. Aus Sicht des UBA ist grundsätzlich eine Nutzungskaskade für gleiche Biomasse anzustreben.¹⁵⁰

Diese Prämisse wird im bestehenden Vergütungssystem für Biogas-Bestandsanlagen aus Sicht der Gutachter aber nicht immer konsequent berücksichtigt. Zwar können Biogas-Bestandsanlagen, die ausschließlich Bioabfälle vergären und die weiteren in Nr. II.1.i) Anlage 1 EEG 2009 genannten Voraussetzungen erfüllen, den Technologie-Bonus für den Einsatz innovativer Anlagentechnik beanspruchen. Mit der Einführung dieses Bonus sollte in Anbetracht u.a. von Nachhaltigkeitsproblemen von Energiepflanzen die verstärkte Nutzung von Reststoffen wie Bioabfällen zur Stromerzeugung angereizt werden.¹⁵¹ Da Nr. II.1.i) Anlage 1 EEG 2009 fordert, dass der zur Stromerzeugung eingesetzte Bioabfall erst vergoren und energetisch genutzt und anschließend kompostiert wird, ist die Norm grundsätzlich geeignet, eine Kaskadennutzung von stofflicher und energetischer Nutzung anzureizen.¹⁵²

Das Vergütungssystem für Biogas-Bestandsanlagen setzt aber mit dem Bonus für den Einsatz nachwachsender Rohstoffe (im Folgenden: Nawaro-Bonus) auch Anreize zum Einsatz von Biomasse, die am Anfang der Nutzungskaskade steht. Nachwachsende Rohstoffe sind Pflanzen oder Pflanzenbestandteile, 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.¹⁵³ Mit der Einführung des Nawaro-Bonus in das EEG 2004 sollte der Begrenztheit und einer Fehlleitung von Abfallströmen begegnet¹⁵⁴ und ein Anreiz für

¹⁴⁸ Nach § 33b Nr. 1 i. V. m. §§ 33g ff. EEG 2012.

¹⁴⁹ Nach § 33b Nr. 3 EEG 2012.

¹⁵⁰ Umweltbundesamt (Hrsg.) (2012).

¹⁵¹ BT-Drs. 16/9477.

¹⁵² Rostankowski/Vollprecht, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), Anlage 1 Rn 61.

¹⁵³ Vgl. Nr. II 1 Anlage 2 EEG 2009.

¹⁵⁴ BT-Drs. 15/2327, S. 29.

den gezielten Anbau von Energiepflanzen gesetzt werden.¹⁵⁵ Deshalb wird der Einsatz von Pflanzen und Pflanzenbestandteilen, die „Abfall“produkte eines Prozesses sind, der nicht in den „Kernbereich“ der Land- und Forstwirtschaft fällt, nicht mit dem Nawaro-Bonus vergütet.¹⁵⁶ In dem das Gesetz voraussetzt, dass nachwachsende Rohstoffe keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung unterzogen worden sein dürfen, wird über den Nawaro-Bonus insbesondere auch der Einsatz von Biomasse angereizt, die „frisch vom Feld“ stammt. Dies scheint im Widerspruch zu der angestrebten Kaskadennutzung zu stehen.

Da mit dem Anbau von nachwachsenden Rohstoffen teilweise zudem unerwünschte Auswirkungen auf den Naturhaushalt, das Klima und soziale Belange einhergehen¹⁵⁷, enthält die Verordnung über Anforderungen an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse zur Stromerzeugung (im Folgenden: BioSt-NachV) Vorgaben z.B. hinsichtlich der Anbauflächen, die die zur Stromerzeugung eingesetzte Biomasse erfüllen und die dem Netzbetreiber nachzuweisen sind, damit eine Vergütung nach dem EEG für den erzeugten Strom beansprucht werden kann. Bislang gelten diese Anforderungen jedoch nur für den Einsatz flüssiger Biomasse. Wird zur Stromerzeugung gasförmige Biomasse eingesetzt, fehlen nach gegenwärtiger Rechtslage vergleichbare Anforderungen.

3.2.4 Anreize im EEG für den effizienten Einsatz von Biomasse

Da Biomasse lediglich begrenzt verfügbar ist, soll diese nach Ansicht des UBA so effizient wie möglich genutzt werden.¹⁵⁸ Das für Biogas-Bestandsanlagen geltende EEG 2009 sieht mit dem Bonus für die Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (im Folgenden: KWK-Bonus) und dem Bonus für den Einsatz innovativer Anlagentechnologie (im Folgenden: Technologie-Bonus) grundsätzlich Instrumente vor, die einen effizienten Einsatz von Biomasse anreizen können.

3.2.4.1 KWK-Bonus

Der KWK-Bonus kann zusätzlich zur Grundvergütung beansprucht werden, wenn es sich bei dem Strom um Strom im Sinne des KWKG handelt und für die erzeugte Wärme ein vom Gesetzgeber als sinnvoll angesehenes Wärmekonzept vorliegt.¹⁵⁹

Der KWK-Bonus stellt für Biogas-Bestandsanlagen grundsätzlich eine Option dar. D.h. Anlagenbetreiber/-innen können selbst entscheiden, ob sie die erhöhten gesetzlichen Anforderungen für die Inanspruchnahme des KWK-Bonus erfüllen und den Bonus in Anspruch nehmen möchten. Lediglich „große“ Biomasseanlagen mit einer Leistung über 5 MW und solche Anlagen, die aus dem Gasnetz für die allgemeine Versorgung entnommenes Gas zur Stromerzeugung einsetzen, das nach den Vorgaben des EEG als Gas aus Biomasse (Biomethan) gilt, können eine Vergütung nach dem EEG nur beanspruchen, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung und unter Einhaltung der Vorgaben aus Anlage 3 EEG 2009 erzeugt wurde. Da für alle anderen Biogas-Bestandsanlagen eine solche Verpflichtung nicht besteht, kann die in diesen Anlagen

¹⁵⁵ Rostankowski/Vollprecht, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), Anlage 2 Rn 8.

¹⁵⁶ Ebd.

¹⁵⁷ Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (2007).

¹⁵⁸ Umweltbundesamt (Hrsg.) (2012), S. 53.

¹⁵⁹ Wärmenutzung nach der Positivliste Nr. II. Anlage 3 EEG 2009 oder nachweislicher Ersatz fossiler Energieträger und dadurch entstehende Mehrkosten.

erzeugte Wärme, die im gekoppelten Betrieb mit der Stromerzeugung anfällt, ungenutzt abgeführt werden. Dies steht einer effizienten Nutzung von Biomasse in diesen Anlagen entgegen.

3.2.4.2 Technologie-Bonus

Der Technologie-Bonus kann von Biogas-Bestandsanlagen beansprucht werden, wenn bei der Stromerzeugung eine innovative Anlagentechnik verwendet wird.¹⁶⁰ Der Technologie-Bonus soll damit einen spezifischen Anreiz zum Einsatz innovativer, besonders energieeffizienter und damit umwelt- und klimaschonender Anlagentechnik setzen, deren Anwendung regelmäßig mit höheren Investitionskosten verbunden ist.¹⁶¹

Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik ist zunächst die Einhaltung bestimmter Effizienzkriterien. Der Strom wird effizient erzeugt, wenn bei der Stromerzeugung auch eine Wärmenutzung in Kraft-Wärme-Kopplung nach Anlage 3 EEG 2009 erfolgt oder ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 % erreicht wird. Die Formulierung „auch eine Wärmenutzung nach Anlage 3“ wird in der Literatur weithin so verstanden, dass die Anlage zumindest zeitweise in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden muss.¹⁶² Eine zeitweise Nutzung liege dann vor, wenn über die gesamte Betriebsdauer in nicht unerheblichem Umfang innerhalb eines Betriebsjahres (z.B. während der Kälteperiode) die anfallende Wärme außerhalb der Anlage genutzt wird.¹⁶³ Der Technologie-Bonus kann dann für den gesamten mittels der innovativen Technologie erzeugten Strom beansprucht werden, nicht nur für den in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom.¹⁶⁴ Es könnte fraglich sein, ob damit die Möglichkeiten einer effizienten Rohstoffnutzung in ausreichendem Maße ausgeschöpft werden.

3.3 Ergebnisse zur Status-quo-Analyse

3.3.1 Technische, ökonomische und ökologische Hemmnisse und Herausforderungen bei der Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen

Regelbare, flexible Energieerzeuger werden zur erfolgreichen Transformation des Energieversorgungssystems und zur Erreichung der ehrgeizigen umwelt- und energiepolitischen Ziele der Bundesregierung beitragen können, im Jahr 2050 mindestens 80 % der Bruttostromproduktion aus EE zu generieren.

Insgesamt weisen die etwa 7.500 Biogasanlagen in Deutschland (Stand 2012) ca. 3,2 GW_{el} elektrische Leistung auf. Davon wird aktuell mit etwa 1,4 GW_{el} knapp die Hälfte der Stromproduktion direkt vermarktet. Knapp 182 MW_{el} der Biomethanstromerzeugungskapazitäten bzw. Biogasbestandsanlagen nutzen derzeit (Stand Februar 2014) die Flexibilitätsprämie nach dem EEG

¹⁶⁰ Vgl. Nr. I. und/oder II. Anlage 2 EEG 2009.

¹⁶¹ BT-Drs. 16/8148, S. 78.

¹⁶² Rostankowski/Vollprecht, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), Anlage 1 Rn 39; Salje, Peter (2009), § 27 Rn 132; Schäferhoff, in: Reshöft, Jan (Hrsg.) (2009), Anlage 1 Rn 56; von Bredow, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 71 ff., Rn 18.

¹⁶³ Rostankowski/Vollprecht, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), Anlage 1 Rn 39.

¹⁶⁴ Rostankowski/Vollprecht, in: Altröck, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), Anlage 1 Rn 41; Schäferhoff, in: Reshöft, Jan (Hrsg.) (2009), Anlage 1 Rn 56; von Bredow, in: Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013), S. 71 ff., Rn 18; Ekaradt, in: Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg.) (2013), § 27 Rn 43.

2012. D. h., das etwa 13 % dieser Anlagen (bezogen auf die elektrisch installierte Anlagenleistung in der Direktvermarktung mit Stand Februar 2014) bedarfsorientiert Strom zur Verfügung stellen. Dieser Anteil könnte aus technischer Sicht in Zukunft noch relevant wachsen. Die Hemmnisse, Herausforderungen und Chancen, die sich aus der technischen, ökonomischen und ökologischen Analyse ergeben haben, bilden in diesem Zusammenhang die Basis für die weiteren Überlegungen unter Berücksichtigung der festgelegten Kriterien in Kapitel 2.4 zur Bewertung diskutierter Reformmodellansätze in Kapitel 4 und des Fördervorschlags in Kapitel 5.

Der flexible Biogas-Verstromungsbetrieb wirkt sich positiv auf die Integration des dynamisch wachsenden Anteils von fEE aus. Darüber hinaus lässt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mittels Biogasanlagen eine relevante Absenkung notwendiger fossiler MRU erwarten.

Eine abschließende Einordnung der flexiblen Stromproduktion aus Biogas in die zukünftige Merit-Order (Einsatzreihenfolge) der Flexibilitätsoptionen lässt sich bei aktuellem Kenntnisstand nicht vornehmen, wurde bzw. wird aber diskutiert (siehe auch Kapitel 2.3). Viele unterschiedliche Forschungsaktivitäten beschäftigen sich mit diesem Thema. Besondere Schwierigkeiten bereitet die Vergleichbarkeit der einzelnen Flexibilitätsoptionen. Denn die einzelnen Eigenschaften der Flexibilität (Bedarfsberücksichtigung, VLH, Reaktionsfähigkeit) sind sehr unterschiedlich. Darüber hinaus gilt es auch die Bereitstellung der unterschiedlichen SDL (neg. RL, pos. RL, Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit usw.) zu bewerten.

Insgesamt scheint die Flexibilisierung der Stromproduktion von Biogas-Bestandsanlagen ein kosteneffizienter Weg zu sein, um dem Energiesystem einen Teil der benötigten Flexibilität bereit zu stellen. Dies liegt insbesondere an der Opportunität der Grundlasterzeugung¹⁶⁵. Die Kosten für die Flexibilisierung des Anlagenbestandes im Beispiel betragen ca. 25 €/MWh bis 40 €/MWh¹⁶⁶ und liegt somit in etwa bei den Vollkosten eines Pumpspeicherkraftwerkes, die zwischen 20 und 50 €/MWh liegen. Diabate Druckluftspeicher hingegen liegen z. B. mit ihren Vollkosten zwischen 50 und 100 €/MWh, Redox-Flow-Batterien zwischen 80 und 115 €/MWh und zentrale Wasserstoffspeicher mit anschließender Verstromung im GuD-Kraftwerk zwischen 70 und 180 €/MWh.¹⁶⁷ Dieser Vergleich dient als überschlägiger Ansatz, da das Betriebsverhalten der einzelnen Optionen sehr unterschiedlich ist. Dennoch kann davon ausgegangen werden, dass bei einer Flexibilisierung der Stromproduktion aus Biogas diese beschriebenen Optionen dementsprechend in geringerem Maße benötigt werden. Neben der Flexibilität die elektrische Speicher und Erzeugungsmanagement bieten gibt es weitere Möglichkeiten dem Stromsystem Flexibilität zur Verfügung zu stellen (z.B. Lastmanagement, Power to Heat usw.). Weitere Untersuchungen zur abschließenden Beurteilung von Kosten der unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen sind in Zukunft notwendig und können nicht im Rahmen dieses Projekts geleistet werden.

¹⁶⁵ Die Alternative zur flexiblen Stromproduktion wäre die Grundlaststromproduktion. Aufgrund dessen werden in den nachfolgenden Überlegungen nur die Zusatzkosten mit den anderen Flexibilitätsoptionen diskutiert.

¹⁶⁶ Zusatzkosten/Vollkosten für die Flexibilisierung sind generell stark abhängig von der Größe der Biogasanlage und des Flexibilisierungsgrades: Beispiel der Abschätzung: 500 kW_{el}/150 kW_{el} Bemessungsleistung; Verdoppelung/Verdreifachung der Leistung im Vergleich zur Grundlasterzeugung auf ca. 1100 kW_{el}/500 kW_{el}; 4000 MWh/a / 1300 MWh/a; Betriebszeit 10 Jahre; Inbetriebnahme 2005, Tagesflexibilität. Die Kosten beschreiben die zusätzlichen Kosten für die Flexibilisierung einer Bestandsanlage.

¹⁶⁷ Genoese, Fabio (2013).

Die (geförderte) Stromproduktion aus Biogas in Grundlast verdrängt, wie auch alle dargebotsabhängigen EE mit sehr niedrigen Grenzkosten, konventionelle Kraftwerke in der Einsatzreihenfolge. Der sich in der Auktion ergebende Gleichgewichtspreis wird somit ohne die durch die EE verdrängten Kraftwerke bestimmt. Ausnahmen sind MRU, die aufgrund von Versorgungssicherheitsaspekten, technischen Restriktionen oder zu geringer Flexibilität nicht bzw. nur in sehr begrenztem Umfang auf Preissignale an der Strombörse reagieren können. Durch die Verschiebungen der Einsatzreihenfolge an der Strombörse verdrängen die EE vor allem teure konventionelle Kraftwerke vom Markt. Das letzte Kraftwerk in der Merit-Order (Einsatzreihenfolge) gilt als das preisbildende Kraftwerk für die gesamten Strommengen. Die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas verändert die Merit-Order der Kraftwerke auf eine andere Art. Die Grundlaststrommengen (Gebotsverhalten wie mit Grenzkosten gleich Null) fehlen in Phasen mit hohen Strommengen aus Wind und Sonne. Die flexiblen Strommengen aus Biogas werden im Tagesverlauf auf die prognostizierten teuersten Stunden verlagert. Die Stromproduktion wird dementsprechend in den Zeiten mit geringen Strompreisen (und einem hohen Angebot von fEE) eingestellt. Die flexiblen Strommengen aus Biogas verdrängen in den Hochpreiszeiten (in Zeiten mit geringen Strommengen aus fEE) die preisbildenden teuren Kraftwerke am Ende der Merit-Order. Die Kraftwerke, die im Durchschnitt durch flexible Biogasanlagen verdrängt werden, bieten teurere Strommengen an als die Kraftwerke, die im Durchschnitt durch die Biogasanlagen verdrängt werden, die den Strom in Grundlast bereitstellen.

Bei im Jahresverlauf gleichbleibender Strommenge muss die Bereitstellung des Stroms verglichen mit der Grundlasterzeugung mit höherer Leistung erfolgen. Nun werden in den Phasen mit geringem fEE-Angebot die teuersten Kraftwerke in der Höhe der betriebenen (z.T. erhöhten) Biogasleistung aus der Merit-Order verdrängt. Das „vorletzte“ Kraftwerk bildet nun sozusagen den Preis für den gesamten Strom. Der Strompreis reduziert sich entsprechend auf die Höhe der Grenzkosten des produzierten Stroms aus dem „vorletzten“ Kraftwerk. Aufgrund dieses Effekts muss weniger flexible konventionelle Kraftwerksleistung in Betrieb genommen werden, um die Residuallast abzudecken. Die flexiblen Strommengen aus den Biogas-Bestandsanlagen leisten dadurch einen höheren Beitrag zur Deckung der gesicherten Leistung aus EE, so dass sich der benötigte konventionelle Kraftwerkspark dementsprechend reduziert. In gewissem Umfang kann die Notwendigkeit von Kraftwerksneubauten und Retrofitmaßnahmen reduziert bzw. ineffiziente Kraftwerke zurückgebaut werden. Die Aufteilung, welche konventionellen Kraftwerke sich in Betrieb befinden, ist entscheidend von den CO₂-Zertifikatpreisen abhängig, aber auch von den technischen Möglichkeiten, flexibel Strom bereitzustellen. Dies ist insbesondere am Ende der Merit-Order von großer Bedeutung. Die Situation, auf dem Strommarkt außerhalb der Angebotsliste zu liegen, tritt für konventionelle Kraftwerke mit zunehmenden fEE immer regelmäßiger ein. Dies macht eine stärkere Flexibilisierung dieser Kraftwerkstypen notwendig (technische Fähigkeit und die betriebswirtschaftliche Möglichkeit mit geringeren VLH zurechtzukommen).

Stellt Biogas mittels des Anlagenbestandes zusätzliche Flexibilität bereit, nehmen die Schwankungen (Leistungsbandbereiten) der Residuallast, die durch den konventionellen Kraftwerkspark bereitgestellt werden muss, tendenziell ab.

Dies führt zu¹⁶⁸:

- geringeren konventionelle Kraftwerkskapazitäten, die betrieben werden müssen,

¹⁶⁸ Holzhammer, Uwe/Nelles, Michael/Scholwin, Frank (2013).

- einer geringeren Anzahl an neuen konventionellen Kraftwerkskapazitäten, die zugebaut werden müssen,
- höheren VLH der betriebenen konventionellen Kraftwerksleistung und
- einer Reduzierung der Start- und Stopp-Vorgänge bei konventionellen Kraftwerken.

Der relativ geringe Anteil von Biogas-Bestandsanlagen, welche aktuell bedarfsorientiert Strom bereitstellen und die Flexibilitätsprämie gem. EEG 2012 nutzt, ist insgesamt und aus Sicht der Gutachter als zögerlich zu bewerten. In der Status-Quo-Analyse konnten folgende technische, ökonomische und ökologische Hemmnisse bzw. Herausforderungen identifiziert werden, welche in der Vergangenheit eine weitreichende Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen erschwert bzw. verhindert haben.

- Die Flexibilitätsprämie soll Investitionen in zusätzliche Kapazitäten von Bestands- und Neuanlagen decken, die für einen flexiblen Betrieb erforderlich sind. Insbesondere bei der Flexibilisierung kleinerer Biogasanlagen (150 kW_{el}) reichen die Anreize der Flexibilitätsprämie i.d.R. nicht aus, um die spezifisch gestiegenen Kosten für Kapazitätserweiterungen zu decken. Die Wirkungsgradsteigerung des neuen BHKW mit größerer Leistung steht dem zwar entgegen, führt aber nur in besonders günstigen Fällen dazu, dass die absolut mögliche Erlössteigerung am Strommarkt ausreicht, um die finanziellen Vorleistungen und das zusätzliche Risiko entsprechend zu entlohnen.
- Der Vergütungszeitraum von Biogasanlagen läuft i. d. R. über 20 Jahre zzgl. Inbetriebnahmejahr. Für ältere Bestandsbiogasanlagen (Inbetriebnahme vor 2006) ist es daher weniger interessant die Zusatzinvestitionen zu tätigen, weil die Flexibilitätsprämie auf einen Zeitraum von zehn Jahren ausgelegt ist. Mit jedem Jahr wird eine Flexibilisierung der Anlagen durch Zusatzinvestitionen somit für weniger Anlagenbetreiber betriebswirtschaftlich sinnvoll.
- Der geringe Automatisierungsgrad von älteren und kleinen Biogasanlagen führt dazu, dass deren Betreiber/-innen Probleme haben, den mit dem Stromvermarkter vereinbarten Fahrplan einzuhalten. Eine geringe Fahrplentreue hat geringere Einnahmen zur Folge und kann Zusatzkosten für Ausgleichsenergie hervorrufen. Es wird aufgrund von Stammdatenauswertungen vermutet, dass von den 400 Biomasseanlagen, die bisher wieder in die Festvergütung zurückwechselten, ein gewisser Teil Fahrplanprobleme aufwies. Es müssen zusätzliche Investitionen getätigt werden, um die Fahrplentreue besser gewährleisten zu können. Dies könnte mit der technischen Anpassung der Anlage zur Flexibilisierung geschehen, um die Anlagen mit einer hohen Fahrplentreue wieder in die Direktvermarktung zu bekommen.
- Die Verpflichtung für Anlagen, die den Strom flexibel bereitstellen (Nutzung der Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012) und den gesamten Strom direkt vermarkten bzw. produzierten Strom einspeisen, führt dazu, dass größere Anlagen (über 500 kW_{el} Bemessungsleistung), die organische Reststoffe einsetzen keinen betriebswirtschaftlichen Anreiz haben, die Stromproduktion stärker am allgemeinen Strombedarf auszurichten. Diese Anlagen nutzen aktuell den produzierten Strom selbst für die Eigenprozesse und profitieren so von der Befreiung z. B. von der EEG-Umlage, Konzessionsabgaben und z.T. von der Energiesteuer. Die Einspeisevergütung liegt bei Anlagen über 500 kW_{el} Bemessungsleistung regelmäßig unter den Strombezugskosten. Ein Verzicht auf die Nutzung des selbst produzierten Stroms, wie er beim Bezug der Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 notwendig wäre, würde zu einer Steigerung der Betriebskosten führen. Dieser Effekt macht die Flexibilisierung für diese Anlagen betriebswirtschaftlich i. d. R. uninteressant.

- Die **Netzverknüpfung**, an dem das Bestands-BHKW angeschlossen ist, reicht häufig nicht aus, um die gesteigerte flexibilisierte Leistung nach Zubau eines weiteren BHKW einzuspeisen. Der Anschluss der erhöhten Erzeugungsleistung (durch das zugebaute BHKW) an den dann nächst gelegenen gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt nach dem EEG kann zu erheblichen Zusatzkosten führen. Dies gilt insbesondere dann, wenn dieser in größerer Entfernung vom vorhandenen Netzanschlusspunkt liegt. Denn die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber müssen die Netzanschlusskosten tragen. Diese Zusatzkosten können es erschweren, Anlagen zu flexibilisieren.
- Die Umstellung auf einen flexiblen Anlagenbetrieb stellt eine Änderung der Betriebsweise der Biogasanlage dar. An diese tasten sich die Anlagenbetreiber/-innen, meist in einem dreistufigen Prozess, heran: Über die reine DV des Stroms, zur zusätzlichen Bereitstellung von RL bis hin zum flexiblen, bedarfsorientierten Anlagenbetrieb. Diese Entwicklung kann mehrere Jahre in Anspruch nehmen. Ein kontinuierlicher Förderrahmen ist dafür unverzichtbar.

Neben den erläuterten Hemmnissen und Herausforderungen, die Anlagenbetreiber/-innen von einem flexiblen Anlagenbetrieb abhalten, konnten auch Chancen für Biogasanlagenbetreiber/-innen identifiziert werden, die sich durch eine Flexibilisierung der Anlagen ergeben können:

- Die Anlagenbetreiber/-innen erschließen sich **neue Möglichkeiten**, mit größerer Flexibilität auf Veränderungen am Strommarkt, am Wärmemarkt, aber auch am Substratmarkt einzugehen. Die **Optimierung der Anlage** bringt das **Potential** auf Mehrerlöse mit sich.
- Die mit einer Kapazitätserweiterung einhergehende Optimierung des Biogasanlagenbetriebs durch eine **Professionalisierung des Gasspeicher-Managements** und der **Anpassung der Sicherheitstechnik** führen dazu, dass geringere Mengen Biogas in Störfällen über die Sicherheitseinrichtungen verloren gehen, wodurch Treibhausgasemissionen z.T. direkt vermieden werden können. **Geringere Gasverluste** und die durch Kapazitätserweiterungen **erzielte Wirkungsgradsteigerung** führen zu einer insgesamt höheren Effizienz der energetischen Biogasnutzung.
- Grundsätzlich wird durch die Flexibilitätsprämie eine geringere Auslastung der (Strom-) Erzeugungskapazität angereizt, damit die Betreiber/-innen der Anlagen in der Lage sind, die installierte Leistung dann auszuschöpfen, wenn die Nachfrage an Strom hoch ist. Die Flexibilitätsprämie wurde prinzipiell konzipiert, um Investitionen in zusätzliche Erzeugungskapazitäten zu kompensieren, die für einen flexiblen Betrieb erforderlich sind. Eine Refinanzierung einer geringeren Auslastung der Biogasproduktion (Fermenter, Nachgärer) von Bestandsanlagen sollte ursprünglich durch die Flexibilitätsprämie nicht angereizt werden. In Regionen mit sehr **hohen Biomassepreisen können sich jedoch vereinzelt Situationen ergeben, die eine geringere Auslastung der gesamten Anlage** sinnvoller erscheinen lassen, als Biomasse auf sehr hohem Preisniveau zu beziehen.

Die ausformulierten Regelungen für die Flexibilisierung der Biogas-Bestandsanlagen zur bedarfsorientierten Stromproduktion müssen so ausgestaltet sein, dass der Anreiz zu dieser Betriebsweise hoch ist. Aktuell bestehen bei verschiedenen Branchenteilnehmern Vorbehalte, ob die Anlagenbetreiber/-innen von Biogas-Bestandsanlagen die Betriebsweise energiewirtschaftlich optimal umsetzen.

3.3.2 Rechtliche Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen

Die Analyse zeigt, dass nach gegenwärtiger Rechtslage zum Teil erhebliche rechtliche Unsicherheiten für Biogas-Bestandsanlagen bestehen, die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen möchten.

Die Diskussion um den Anlagenbegriff i.S.d. § 3 Nr. 1 Satz 1 EEG 2009 hat zu erheblichen Rechtsunsicherheiten geführt, die Anlagenbetreiber/-innen von der Flexibilisierung ihrer Biogas-Bestandsanlagen über den Zubau neuer BHKW abgehalten haben könnten. Aufgrund der zentralen Bedeutung des Anlagenbegriffs i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG 2009 (dazu nachfolgend) dürfte dies aus Sicht der Gutachter in der Vergangenheit eines der zentralen rechtlichen Hemmnisse für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen dargestellt haben. Mit dem Urteil des BGH zum Anlagenbegriff des EEG 2009 vom 23.10.2013 liegt nunmehr eine höchstrichterliche Klärung zur Reichweite des Anlagenbegriffs nach § 3 Nr. 1 EEG 2009 vor, auch wenn dieses nicht alle Fragen beantwortet. Es wurden folgende Rechtsunsicherheiten analysiert, die sich im Zusammenhang mit dem Anlagenbegriff i.S.d. § 3 Nr. 1 EEG 2009 ergeben haben:

- Die Definition der Anlage ist u.a. relevant für die Beurteilung der Frage, ob die Anlage – wie es § 33i EEG 2012 voraussetzt – flexibilisiert wird. Auch nach dem Urteil des BGH vom 23.10.2013 können nicht alle Fragen rechtssicher beantwortet werden, die sich im Zusammenhang mit dem Zubau von BHKW – dem Hauptanwendungsfall der Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen – stellen.
- Von der Definition der Anlage hängt auch das Inbetriebnahmejahr ab – und damit u.a. die anzuwendende Fassung des EEG, die Vergütungsvoraussetzungen, die Vergütungssätze und die Vergütungsstufe. Bei einer geplanten Flexibilisierung eines im Jahr 2009 in Betrieb genommenen BHKW durch Zubau eines zweiten fabrikneuen BHKW im Jahr 2014 weiß der Anlagenbetreiber also nicht genau, ob beide BHKW im Jahr 2009 oder 2014 in Betrieb gegangen sind bzw. ob möglicherweise das alte BHKW im Jahr 2009 und das neue BHKW im Jahr 2014 in Betrieb gegangen ist. Angesichts der Tatsache, dass in beiden Gesetzen teilweise abweichende Vergütungsvoraussetzungen zu finden sind, ist diese Änderung des Anlagenkonzepts deshalb mit erheblichen Unsicherheiten behaftet.
- Bei einem Zubau eines zusätzlichen BHKW zu einer Biogas-Bestandsanlage dürfte es sich in Anwendung der Rechtsprechung des BGH zum Anlagenbegriff des EEG 2009 insgesamt um eine Anlage bestehend aus der vorhandenen und der neu hinzugebauten Stromerzeugungseinheit mit einem bereits laufenden Förderungszeitraum handeln. Aus diesem Grund dürften solche Biogas-Bestandsanlagen nicht mehr die volle in § 33i EEG 2012 vorgesehene zehnjährige Förderdauer für die Flexibilitätsprämie ausschöpfen können, die erst nach zehn Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres oder später auf einen flexiblen Anlagenbetrieb umgestellt werden, weshalb eine Flexibilisierung solcher Anlagen auch betriebswirtschaftlich weniger sinnvoll erscheint. Denkbar wäre allerdings, dass der Förderungszeitraum des zweiten BHKW mit dessen erstmaliger Stromerzeugung zu laufen beginnt und zumindest insoweit der volle Förderzeitraum für die Flexibilitätsprämie ausgeschöpft werden kann.

Zudem ergab die rechtliche Analyse folgende weitere Hemmnisse, welche bei der Umsetzung einer Regelung zur flexiblen Fahrweise von Biogas-Bestandsanlagen möglichst berücksichtigt werden sollten:

- Es ist umstritten, ob der Anlagenbetreiber, nachdem er einmal die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen hat, immer in der Direktvermarktung bleiben muss, wenn er die Prämie für die Zukunft nicht verlieren möchte.
- Es ist umstritten, ob die Flexibilitätsprämie nur in Anspruch genommen werden kann, wenn eine Direktvermarktung zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie erfolgt.
- Nicht abschließend geklärt ist, ob der gesamte erzeugte Strom direkt vermarktet werden muss, um die Flexibilitätsprämie zu erhalten, oder ob ein Verbrauch vor dem Netz für die allgemeine Versorgung unschädlich ist.
- Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas, die nach dem 31.12.2013 in Betrieb genommen werden, besteht der Anspruch auf die Festvergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 nur, wenn die installierte Leistung der Anlage 750 kW nicht übersteigt.¹⁶⁹ Da die Flexibilitätsprämie voraussetzt, dass für die betreffende Anlage dem Grunde nach ein Anspruch auf EEG-Vergütung bestehen muss, könnte argumentiert werden, dass für Biogas-Anlagen ab 750 kW mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2013 keine Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen werden kann.
- Gemäß § 27 Abs. 4 EEG 2012 besteht der Anspruch auf die Vergütung nach § 27 Abs. 1 EEG 2012 nur, wenn eine bestimmte „Mindestwärmenutzung“ bzw. ein „Mindestgüleeinsatz“ erfolgt. Es könnte also angeführt werden, dass bei Anlagen, welche diese Voraussetzung nicht erfüllen, dem Grunde nach kein Anspruch auf Vergütung besteht und diese deshalb die Flexibilitätsprämie nicht in Anspruch nehmen dürfen.
- Bei der Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen durch Zubau eines weiteren BHKW kann, sofern die Gesamtleistung der BHKW die Nennleistungsgrenze von § 2 MW aus § 9 Abs. 1 Nr. 3 StromStG überschreitet, eine Stromsteuerbefreiung nicht mehr in Anspruch genommen werden. Eine Stromsteuerbefreiung scheidet ebenfalls bei einer Direktvermarktung des Stroms über Dritte aus, was faktisch zu einer Hemmung der Direktvermarktung und damit auch für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen führen könnte.

3.3.3 Anreize im EEG für den Einsatz nicht vorteilhafter Rohstoffe

Neben dem Einsatz ökologisch wünschenswerter Stoffe werden über die für Biogas-Bestandsanlagen geltenden Regelungen gegenwärtig auch Anreize zum Einsatz ökologisch nicht wünschenswerter Stoffe gesetzt:

Das Vergütungssystem für Biogas-Bestandsanlagen setzt mit dem Nawaro-Bonus auch Anreize zum Einsatz von Biomasse, die am Anfang der Nutzungskaskade steht. Denn indem das Gesetz voraussetzt, dass nachwachsende Rohstoffe keiner weiteren als der zur Ernte, Konservierung oder Nutzung in der Biomasseanlage erfolgten Aufbereitung unterzogen worden sein dürfen, wird über den Nawaro-Bonus insbesondere der Einsatz von Biomasse angereizt, die „frisch vom Feld“ stammt. Dies scheint im Widerspruch zu der angestrebten Nutzungspriorisierung und Kaskadennutzung¹⁷⁰ zu stehen.

¹⁶⁹ Entsprechendes gilt für die Vergütung für Bioabfallvergärung nach § 27a EEG 2012 und den Gasaufbereitungs-Bonus nach § 27c Abs. 2 EEG 2012.

¹⁷⁰ Umweltbundesamt (Hrsg.) (2012), S. 81 ff.

Bislang gelten die Anforderungen nach der BioSt-NachV an eine nachhaltige Herstellung von flüssiger Biomasse nur für den Einsatz flüssiger Biomasse. Die BioSt-NachV enthält z.B. Vorgaben hinsichtlich der Anbauflächen, die die zur Stromerzeugung eingesetzte Biomasse erfüllen muss. Wird zur Stromerzeugung gasförmige Biomasse eingesetzt, fehlen aber nach gegenwärtiger Rechtslage vergleichbare Anforderungen.

3.3.4 Anreize im EEG für den effizienten Einsatz von Biomasse

Das für Biogas-Bestandsanlagen geltende EEG 2009 sieht mit dem KWK-Bonus und dem Technologie-Bonus zwar grundsätzlich Instrumente vor, die einen effizienten Einsatz von Biomasse anreizen können.

Der KWK-Bonus stellt aber für Biogas-Bestandsanlagen grundsätzlich eine Option dar, d.h. Anlagenbetreiber können selbst entscheiden, ob sie die erhöhten gesetzlichen Anforderungen für die Inanspruchnahme des KWK-Bonus erfüllen und den Bonus in Anspruch nehmen möchten. Lediglich „große“ Biomasseanlagen mit einer Leistung über 5 MW und Biomethan-Anlagen können eine Vergütung nach dem EEG nur beanspruchen, soweit der Strom in Kraft-Wärme-Kopplung und unter Einhaltung der Vorgaben aus Anlage 3 EEG 2009 erzeugt wurde. Da nicht für alle Biogas-Bestandsanlagen eine solche Verpflichtung besteht, kann die in diesen Anlagen erzeugte Wärme, die im gekoppelten Betrieb mit der Stromerzeugung anfällt, ungenutzt abgeführt werden. Dies steht einer effizienten Nutzung von Biomasse in diesen Anlagen entgegen.

Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Technologie-Bonus für innovative Anlagentechnik ist die Einhaltung bestimmter Effizienzkriterien. Der Strom wird effizient erzeugt, wenn bei der Stromerzeugung auch eine Wärmenutzung in Kraft-Wärme-Kopplung nach Anlage 3 EEG 2009 erfolgt oder ein elektrischer Wirkungsgrad von mindestens 45 % erreicht wird. Die Formulierung „auch eine Wärmenutzung nach Anlage 3“ wird weithin so verstanden, dass die Anlage zumindest zeitweise in Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden muss. Der Technologie-Bonus kann dann aber für den gesamten mittels der innovativen Technologie erzeugten Strom beansprucht werden, nicht nur für den in Kraft-Wärme-Kopplung erzeugten Strom. Es erscheint fraglich, ob damit die Möglichkeiten einer effizienten Rohstoffnutzung in ausreichendem Maße ausgeschöpft werden.

4 Reformmodellanalyse

Entsprechend der EEG Mittelfristprognose¹⁷¹ ist in den nächsten Jahren nur noch mit einem begrenzten Neubau von Biogasanlagen zu rechnen. Ebenso sieht die aktuelle politische Diskussion nur noch einen Zubau von 100 MW_{el} für Biogas vor.¹⁷² Deshalb ist es besonders wichtig, sich auf die Flexibilisierung des Anlagenbestandes zu konzentrieren. Der Anlagenbestand besitzt wie beschrieben mit über 3,2 GW_{el}¹⁷³ ein großes Potential, sich stärker an der Systemintegration der fEE zu beteiligen.

In den vergangenen Monaten haben sich zahlreiche energiewirtschaftliche, politische und weitere Akteure mit Reformmodellen an die (Fach-)Öffentlichkeit gewendet. Die Modelle thematisieren im weitesten Sinne verschiedene Vorschläge, wie der künftige Strommarkt sowie das künftige technische Stromsystem ausgestaltet sein sollte. Anregungen zur jeweiligen Integration von fEE nehmen hierbei häufig eine zentrale Rolle ein.

Bestehende Reformmodellansätze wurden neben dem Anspruch, zumindest größtenteils die beschriebenen Hemmnisse abzubauen, Chancen weiter zu entwickeln und Anforderungen an eine nachhaltige Biomassenutzung sicher zu stellen,¹⁷⁴ auf die in Kapitel 2.4 benannten Kriterien geprüft.

Die Gutachter haben sich zur Aufgabe gemacht, die Reformansätze mit in die Überlegungen einfließen zu lassen und die beschriebenen Kriterien bei der Betrachtung der Weiterentwicklung der Förderbedingungen von Biogasbestandsanlagen beachtet. Nachfolgend soll kurz auf die Untersuchung der einbezogenen Reformmodelle eingegangen werden.

4.1 In die Untersuchung einbezogene Reformmodelle

Für die vorliegende Untersuchung ist es von Interesse, ob und inwieweit sich einzelne Reformmodellvorschläge möglicherweise mit einer Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen aus technischer, ökonomischer, ökologischer und/oder rechtlicher Perspektive befassen haben. Einzelne Ergebnisse oder Ansätze können nach einer entsprechenden Analyse unter Umständen in einer Regelung zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen aufgegriffen werden. Eine Auswertung einzelner Reformmodellvorschläge könnte sich ggf. dann als weiterführend erweisen, wenn die für das Gutachten interessierende Fragestellung zwar nicht ausdrücklich aufgegriffen wurde, aber unter Umständen zumindest damit „verwandte“ Gesichtspunkte erörtert wurden, die auch für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen von Nutzen sein können.

Für das Gutachten wurden nicht sämtliche Reformmodelle in der vorstehend beschriebenen Weise analysiert. Es wurden nur diejenigen Modelle betrachtet, die als zentrale Vorschläge in

¹⁷¹ Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014b).

¹⁷² Deutsche Bundesregierung (Hrsg.) (2014a), S. 8.

¹⁷³ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013).

¹⁷⁴ Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU) (Hrsg.) (2013).

der Reformdebatte gelten dürften. Andere Vorschläge bzw. Projekte konnten nicht berücksichtigt werden, weil deren Projektlaufzeit noch nicht abgeschlossen war.¹⁷⁵

4.2 Übersicht relevanter Reformmodellansätze

Nach Ansicht der Gutachter sind insbesondere folgende Reformmodelle relevant (die Reihenfolge, in der die Modelle genannt werden, beinhaltet keine Aussage zur „Wertigkeit“):

- enervis energy advisors GmbH/BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland,
- VKU/BDEW (2013): Gemeinsame Positionen zum Marktdesign der Zukunft,
- IZES gGmbH – Institut für Zukunfts-Energie-Systeme (2013): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien,
- Öko-Institut e. V./LBD-Beratungsgesellschaft mbH/Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem,
- Consentec GmbH (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland,
- arrhenius consult GmbH/Ecofys GmbH/MVV Energie AG/TAKON GmbH (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für Erneuerbare Energien,
- GEODE (2013): Stellungnahme zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zu der Diskussion um die Einführung eines neuen Strommarktdesigns,
- Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesignprozess,
- Greenpeace/Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) (2013): Flexibilität erhöhen, Versorgung sichern, Energiewende vorantreiben,
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign,
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hrsg.) (2012): Bayernplan. Einsatz von Biogas zum Ersatz von Gaskraftwerken,
- Fraunhofer IWES (2012): Landkreis als Vorreiter. Regenerative Modellregion Harz,
- BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung,
- EUROSOLAR Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien e. V. (2013): Memorandum zur Energiemarktreform 2013,
- VDMA Power Systems (2013), Positionspapier. EEG 2.0 und Strommarktdesign 2.0 – Jetzt die Energiewende entschlossen anpacken,

¹⁷⁵ So läuft bspw. noch bis zum Ende des Jahres 2014 ein Projekt zur Ermittlung des technisch-ökonomischen Potentials einer bedarfsgerechten Bereitstellung von Biogas des Deutschen Biomasseforschungszentrums gemeinnützige GmbH (DBFZ).

- CDU/CSU/SPD (2013), Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD,
- Peer Steinbrück/Matthias Machnig (2013): Neue Energie – [...] – 10 Maßnahmen für eine erfolgreiche Energiewende,
- Philippe Welter (2013): Verbesserungsbedarf im EEG und ein neues Marktmodell für ein FEE-dominiertes Stromversorgungssystem, Vortrag Agora Energiewende 13.02.2013,
- Johannes Lackmann (2013): Die Zukunft des EEG, Vortrag Agora Energiewende 13.02.2013.

4.3 Technische, ökonomische, ökologische Bewertung der Reformmodellansätze

Viele Ansätze zur Novelle der Förderung der Erneuerbaren Energien wurden im Vorfeld der Bundestagswahl vorgestellt und diskutiert. Ein großer Teil beschäftigt sich insbesondere mit der Förderung von fEE und zum Teil auch mit der Stromerzeugung aus Biomasse. In der Regel fokussieren sich die Vorschläge auf den zukünftigen Ausbau. Dies scheint für die fEE und die avisierten Ziele, die Stromproduktion aus EE auf 55 bis 60 % im Jahre 2035 zu erhöhen auch zielführend. Da der von der Bundesregierung geplante Zubau im Biomassebereich wie beschrieben sehr niedrig ist, gilt es, die genannten Reformmodellvorschläge dahingehend zu prüfen, in wie weit die vorgestellten Mechanismen auch für Biogas-Bestandsanlagen anwendbar sind. Die Auswertung der in Kapitel 4.2 dargestellten Veröffentlichungen und Reformansätze hat ergeben, dass diese z. T. Informationen über die flexible Stromerzeugung aus Biogasanlagen im Anlagenbestand vorstellen. Jedoch werden aus Sicht der Gutachter die in diesem Gutachten erarbeiteten Hemmnisse und Herausforderungen nicht ausreichend adressiert bzw. aufgegriffen. Aufgrund dessen wird nachfolgend auf die grundsätzlichen systematischen Förderansätze eingegangen, die sich aus Sicht der Gutachter auch auf den Anlagenbestand übertragen lassen könnten. Ziel dieses Vorgehens ist es nicht jeden einzelnen Reformansatz zu analysieren, sondern deren grundlegende Ansätze und Kernelemente vorzustellen.

4.3.1 Relevante systematische Ansätze zur Reform der Stromerzeugung in Biogas-Bestandsanlagen

Die nachfolgenden Ausführungen skizzieren die grundsätzliche und systematische Förderstruktur, die zum Ziel hat, die Stromproduktion aus Biogas zu flexibilisieren. Auf Basis dieser Ansätze soll die in den Kapiteln 2.2 und 2.3. beschriebene Systemfunktion von Biogas-Bestandsanlagen mobilisiert werden. Demnach wird in erster Linie der Frage nachgegangen, ob der Fördervorschlag für Biogas-Bestandsanlagen so ausgestaltet ist bzw. anreizt, dass sich die Biogas-Stromproduktion nach dem allgemeinen Strombedarf ausrichtet. Aus Sicht der Anlagenbetreiber/-innen bleiben die Kosten für die technische Umrüstung der Bestandsbiogasanlagen im Grunde unabhängig vom Förderansatz gleich. Gleichzeitig gilt es zu betrachten, welche Betriebsweise zu erwarten ist. Der Anlagenbetrieb sollte so umgestellt werden, dass ein hoher Nutzen für das Gesamtsystem erzielt wird.

Darüber hinaus gilt es, an den vorhandenen Regelungen des EEG 2012 „anzudocken“, um nicht eine grundlegende Änderung der Förderstruktur notwendig zu machen. Gleichzeitig sollen die Biogas-Bestandsanlagen dazu befähigt werden, im hohen Maße SDL bereitstellen zu können. Zudem müssen sie aus Sicht der Anlagenbetreiber/-innen wirtschaftlich rentabel zu betreiben sein und Aspekten der Nachhaltigkeit gerecht werden, sowie den Anforderungen der Energieversorgung genügen.

Vor diesem Hintergrund werden die folgenden Ansätze näher betrachtet:

4.3.1.1 Reformmodellansatz 1: Festlegung einer reinen Arbeitspreisvergütung und der Volllaststundenzahl

Dieser Ansatz beinhaltet die Festlegung einer bestimmten Volllaststundenzahl (z.B. 3.000 h/a)¹⁷⁶. Die festgelegten VLH dürfen nicht überschritten werden, um Zugang zur Vergütung der produzierten Strommengen zu erhalten bzw. es werden nur Strommengen der ersten z. B. 3.000 VLH vergütet. Evtl. darüber hinaus produzierte Strommengen werden nicht mehr gefördert, wenngleich diese Strommengen theoretisch am Strommarkt zu reinen Marktpreisen veräußert werden können. Die Kosten für die Stromproduktion und die Flexibilität für Anlagen, die mit z. B. 3.000 VLH/a betrieben werden, sind in der Vergütung des Arbeitspreises berücksichtigt. Die Erlöse am Strommarkt werden von der notwendigen Förderung des Arbeitspreises nach den Modalitäten der Marktprämie abgezogen.

4.3.1.2 Reformmodellansatz 2: Festlegung eines reinen Leistungspreises und ein fixes Verhältnis zwischen installierter Leistung und Jahresdurchschnittsleistung

Dieser Vorschlag sieht vor, dass sich der Arbeitspreis für die produzierten Strommengen über die Strombörse ermittelt (nach Angebot und Nachfrage). Wird der Strom in Phasen mit hohen Preisen produziert, stellt sich dementsprechend ein höherer Arbeitspreis ein. Gleichzeitig wird der Anlage ein Leistungspreis, bezogen auf die installierte Leistung, zugestanden. Der Leistungspreis muss so ausgestaltet sein, dass die Gesamtkosten über die Erlöse am Strommarkt und die Einnahmen über den Leistungspreis gedeckt werden können. Eine Festlegung eines Verhältnisses zwischen installierter Leistung und der im Jahresdurchschnitt gleichmäßig bereitgestellten Leistung (Bemessungsleistung) stellt eine bestimmte Volllaststundenzahl sicher, die nicht überschritten werden darf. In diesem Vorschlag ist die Marktprämie nicht mehr notwendig.

4.3.1.3 Reformmodellansatz 3: Kombination von Leistungs- und Arbeitspreis - Beibehalten der Flexibilitätprämie nach dem EEG 2012

Das EEG 2012 führte eine Kapazitätskomponente für Biogasanlagen von 130 € pro kW zusätzlich bereit gestellter Leistung (Zusatzleistung) und Jahr ein. Diese Prämie wird für max. 10 Jahre ausbezahlt und honoriert die bereitgestellte Flexibilität. Die Höhe der Kapazitätskomponente adressiert die zusätzlichen Kosten für die Flexibilisierung der Stromerzeugung aus Biogas und nicht die gesamte elektrische Erzeugungskapazität. Die Höhe dieser Flexibilitätprämie pro Anlage ergibt sich aus der bereitgestellten Zusatzleistung in kW_{el}, die auch die Verfügbarkeit und die Standardauslegung sowie die genannte Kapazitätskomponente berücksichtigt. Diese Zusatzkapazität wird mittels der installierten elektrischen Leistung und der jährlichen Durchschnittsleistung (Bemessungsleistung) festgestellt. Die Höhe der Flexibilitätprämie ändert sich somit in Abhängigkeit von der Bemessungsleistung und des jährlichen Betriebsverhaltens der Biogasanlage. Der Arbeitspreis ergibt sich in der Kombination aus den Einnahmen über die Direktvermarktung des produzierten Stroms und der Marktprämie (siehe EEG 2012). Die Erlöse am Strommarkt sind für die Refinanzierung der Investitionen zwingend notwendig. Die Vergütung wurde so ausgestaltet, dass die Mehrkosten gegenüber den Erlösen am Strommarkt mindestens abgedeckt werden.

¹⁷⁶ Wobei die 3.000 h/a ein Zahlenbeispiel ist. Eine Anpassung der VLH ist möglich.

4.3.2 Technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung

Biogasanlagen haben, wie in dem vorangegangenen Kapitel beschrieben, das technische Potential, auf Strompreisschwankungen zu reagieren. Um dieses technische Potential zu heben, müssen die für die technische Ertüchtigung notwendigen Investitionen und die zusätzlichen Betriebskosten abgedeckt werden. Die beschriebenen Refinanzierungssysteme versuchen die geeigneten Anreize zu setzen, um das technische Potential so kostengünstig wie möglich zu fördern. Eine Flexibilisierung einer Anlage führt grundsätzlich zu Mehrkosten in Investition und im Betrieb und muss durch die Erlöse abgedeckt werden. Bei gleicher Flexibilität sind die Investitionskosten unabhängig vom Anreizsystem gleich hoch. Die Erlöse bzw. die Vergütung pro produzierte Stromeinheit muss so ausgestaltet sein, diese – neben den Betriebskosten – zu decken. Es gilt zu bewerten, welche möglichen Betriebsszenarien durch die unterschiedlichen Konzepte eintreten können und in wie fern diese den formulierten Kriterien entsprechen.

4.3.2.1 Reformmodellansatz 1: Anforderungen an Arbeitspreisvergütung und der Volllaststundenzahl

Die Anforderung z. B. max. 3.000 h/a VLH bereit zu stellen und dafür eine bestimmte Vergütung pro Kilowattstunde (kWh) zu erhalten, kann zu folgendem Verhalten der Biogasanlagenbetreiber/-innen führen¹⁷⁷:

- Die Biogasanlagen werden nach den gesetzlichen Vorgaben konzipiert und versuchen genau die 3.000 h/a zu erreichen. Der Anlagenbetrieb wird so realisiert, dass die VLH nicht überschritten werden, um keine Reduzierung der Vergütung in Kauf nehmen zu müssen. An diesem Betriebspunkt stellt sich das spezifische Erlösoptimum mit einem vertretbaren Risiko ein, bedingt durch die Vergütungsstruktur. Eine Volllaststundengrenze ist notwendig, da die reine Vergütung des Arbeitspreises zu einer betriebswirtschaftlichen Optimierung mit möglichst hoher Stromproduktion führt.
- Es könnte eine Situation eintreten, die am Ende eines Jahres, trotz hoher Strompreise an der Börse (z.B. in Phasen mit geringeren Strommengen aus Wind) zu einer geringeren Stromproduktion oder sogar zum Einstellen der Stromproduktion aus Biogas führt – um die Anforderung max. 3.000 h/a zu erfüllen. Bei Überschreiten der Grenze fällt laut dem diskutierten Vorschlag die Vergütung der produzierten kWh auf 0 ct/kWh und es verbleibt nur noch der Börsenstrompreis. Ein Weiterbetrieb der Stromerzeugung ist mit dem reinen Börsenpreis nicht zu erwarten. Die Grenzkosten für die Stromerzeugung aus Biogas liegen i.d.R. darüber (je nach Einsatzstoffen und Anlagenkonzept zwischen 8 und 15 ct/kWh_{el}). Dieser abrupte Abfall der Vergütung reduziert den Anreiz dem Energiesystem elektrische Leistung zur Verfügung zu stellen, auch wenn über die 3.000 h/a hinaus Bedarf herrscht.¹⁷⁸ Erst wenn die Börsenpreise bei mind. 8 bis 15 ct/kWh¹⁷⁹ liegen, wäre es für diese Anlagen betriebswirtschaftlich möglich, dem System zu Grenzkosten wieder Leistung bereit zu stellen.

¹⁷⁷ Auswertung/Ergebnis auf Grundlage des Forschungsvorhabens „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ zur Untersuchung der Direktvermarktungsoptionen des EEG im Auftrag des BMUB, durchgeführt durch das Fraunhofer IWES, das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) und die Rechtsanwaltskanzlei BBH.

¹⁷⁸ Z.B. bei Ausfall großer Erzeugungsleistungen, geringen Windaufkommen oder Sonnenscheindauer, hoher Nachfrage aus dem Ausland usw.

¹⁷⁹ Zum Vergleich: Durchschnittsbörsenpreis: Monatsmittelwert Baseload Februar 2014: 3,4 ct/kWh, Quelle: EPEX Spot SE (2014).

- Es ist zu erwarten, dass die VLH der „nicht-fEE“ in den nächsten Jahren spürbar sinken. Dieser Entwicklung würde mit der starren Festlegung auf 3.000 h/a zum Teil vorgegriffen und könnte sich durch eine festgelegte VLH-Zahl nicht weiter anpassen.
- Die Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen sind mit der starren 3.000 h/a-Regelung nicht in der Lage, auf Schwankungen des gleichzeitig bedienten Wärmebedarfs zu reagieren. Die Notwendigkeit könnte zum einen durch Witterungsbedingungen entstehen, aber auch durch die Opportunität der Erzeugungsalternativen (z.B. Wärmeversorgung mittels Power-to-Heat (PtH) in Zeiten günstiger Strompreise).
- Die Sensibilität auf Biomassepreisentwicklungen zu reagieren, ist durch die Beeinflussung der erzeugten Strommengen niedrig, da es ein hohes Beharrungsmoment bei der Ausnutzung der 3.000 VLH im Jahr gibt.
- Es gilt in der Ausgestaltung darauf zu achten, dass es zu keiner Optimierung bei der Nutzung der Strommengen in der räumlichen Umgebung kommt, die außerhalb der 3.000 VLH (bezogen auf die installierte Anlagenleistung) bereitgestellt werden.¹⁸⁰ Dadurch würde die gewünschte Flexibilität bei den Anlagen nicht erreicht, da sich die realen VLH wieder erhöhen, um Strom an Dritte zu liefern. Der/die Anlagenbetreiber/-innen würden sich aus betriebswirtschaftlicher Sicht nach dem Strombedarf in räumlicher Umgebung ausrichten. Dadurch würde der Strompreis an der Börse als Indikator für den Fahrplan der Stromerzeugungsanlagen an Bedeutung verlieren. Darüber hinaus würden Strommengen an der EEG-Umlage vorbei geführt, wenn der Strom zur Eigenversorgung und zur Versorgung von Dritten in räumlicher Umgebung EEG-Umlage befreit bleibt.
- Die Bereitstellung von negativer RL verliert an Attraktivität, da der Arbeitspreis sehr hoch angesetzt werden muss¹⁸¹ und es somit zu einem sehr geringen Abrufen kommt. Insgesamt kann allerdings weiterhin ein Beitrag zur Systemstabilität über das Anbieten von SDL erwartet werden.

4.3.2.2 Reformmodellansatz 2: Anforderungen an Leistungspreis und an das Verhältnis von installierter Leistung zu Jahresdurchschnittsleistung

Die Anforderung, ein festgeschriebenes Verhältnis zwischen installierter Leistung zur Jahresdurchschnittsleistung zu erreichen bzw. nicht zu überschreiten und dafür eine bestimmte Vergütung pro installierter elektrischer Leistung zu erhalten, kann zu folgendem Verhalten der Biogasanlagenbetreiber/-innen führen:

- Der energiewirtschaftlich sinnvolle Betrieb der Anlage ist nicht zwingend gewährleistet. Die Erlöse an der Strombörse decken nicht oder nur in sehr seltenen Fällen die Grenzkosten der Stromproduktion aus Biogas (je nach Einsatzstoffen und Anlagenkonzept zwischen 8 und 15 ct/kWh_{el}). Um einen Betrieb der Anlage sicher zu stellen, muss eine Mindestanforderung an den jährlichen Betrieb festgelegt werden.
- Die starren Festlegungen des Verhältnisses der installierten Leistung zur Jahresdurchschnittsleistung (Bemessungsleistung) oder eines Mindestbetriebs führt (auch

¹⁸⁰ Der Strom aus 3.000 VLH-Betrieb der BHKW-Anlage wird nach dem EEG Vergütet. Mit den restlichen Strommengen werden die Stromabnehmer in der räumlichen Umgebung versorgt.

¹⁸¹ Als Kompensation der nicht produzierten, aber im Bilanzkreis eingestellten Strommenge (stark abhängig von der detaillierten Ausgestaltung der Regelung).

in Kombination mit einer Leistungsvergütung) ebenfalls zur Gefahr ähnlicher Optimierungsbestrebung der Anlagenbetreiber/-innen.

- Das Erlösoptimum wird sich an den festgelegten Grenzwerten bewegen und somit die technisch mögliche Flexibilität nur eingeschränkt für das Energiesystem nutzen. Die Erlöse könnten durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ergänzt werden.
- Dieser Ansatz stellt einen starken Eingriff in die Bestandsvergütungssystematik dar. Die völlige Abkehr von der Vergütung des Arbeitspreises, wird voraussichtlich bei vielen Anlagenbetreiber/-innen eher auf Zurückhaltung stoßen.

4.3.2.3 Reformmodellansatz 3: Beibehalten der aktuell gültigen Regelung (Flexibilitätsprämie)

Das Beibehalten der aktuell gültigen Regelung der Flexibilitätsprämie ist durch folgende Anreize und Merkmale gekennzeichnet:

- Die Anlagenbetreiber/-innen sind betriebswirtschaftlich in der Lage, Abwägungen zwischen geringeren Kapazitätzahlungen¹⁸² und Mehreinnahmen über den Strom- (und Wärme-) Verkauf, ergänzt mit der Bereitstellung von SDL, vorzunehmen. Die Regelungen sind so flexibel gehalten, das es i. d. R. zu einer Optimierung zwischen Stromangebot (aus EE) und Nachfrage kommt. Die Betriebsweise der Biogasanlagen wird immer wieder in Abhängigkeit der Bedingungen (Biomassepreise, Strompreise, Wärmeabnahme, Regelenergiemarktpreise, Anlagentechnik) bewertet. Dieses Optimierungspotential ermöglicht es den Anlagenbetreiber/-innen, auf veränderte Marktentwicklungen über die Laufzeit der Anlage zu reagieren.
- Beispiel: Verlängern sich die Phasen mit sehr geringen Strompreisen und steigen die Preise für die Biomasse parallel, wird der Betrieb der Biogasanlage dies berücksichtigen (müssen und können). Die Anlagenbetreiber/-innen werden die Bemessungsleistung senken und verstärkt in den Phasen mit hohen Strompreisen den Strom produzieren. Die Mehrerlöse und die steigenden Einnahmen über die Flexibilitätsprämie finanzieren diese Betriebsweise. Der Grad der Absenkung wird von diesen Faktoren bestimmt und nicht von fest vorgegebenen VLH oder Verhältnissen zwischen Leistung und Energie. Verändert sich die Preisentwicklung im Folgejahr, kann der Anlagenbetrieb dies ebenfalls abbilden und wieder mehr Strom produzieren. Wenn unterstellt wird, dass der Strompreis ein Abbild von Angebot und Nachfrage ist, ist dieses Verhalten energiewirtschaftlich wünschenswert. Die Biogasanlagen produzieren in Phasen mit geringen Strompreisen tendenziell wenig und in Phasen mit hohen Strompreisen tendenziell mehr Strom.
- Der Preisspread an der Börse zwischen den teuersten 12 Stunden zum Tagesdurchschnittspreis (Baseload) lag in den letzten Jahren unter 1 ct/kWh_{el}. Nach Abzug der Vermarktungs- und Prognose- bzw. Fahrplanerstellungskosten sind die Mehreinnahmen mit ca. 1.625 €/Monat¹⁸³ auf niedrigem Niveau¹⁸⁴. Allgemein wird die

¹⁸² Durch die Steigerung der Bemessungsleistung.

¹⁸³ Annahme: 500 kW Bemessungsleistung; 0,3 ct/kWh_{el} Vermarktungs- und Fahrplanerstellungskosten (Abschätzung).

¹⁸⁴ Die Erlöse durch die Wertsteigerung liegen im Monat unter den Erlösen an einem Tag durch die EEG Vergütung (500 kW Bemessungsleistung, Nawaro ESK1). Dennoch können diese Zusatzeinnahmen die Gesamtkapitalrentabilität verbessern, da die Grenzkosten für die zusätzlichen Erlöse sehr niedrig sind.

Gefahr diskutiert, dass die zusätzlichen Erlöse nicht hoch genug sein könnten, um die BHKW-Anlagen vollständig nach dem Strompreis auszurichten.

- Die aktuelle Flexibilitätsprämie ist in ihrer Höhe mit 130 €/kW und Jahr als Kapazitätskomponente insbesondere auf Anlagen mit ca. 500 kW_{el} Bemessungsleistung zugeschnitten. Die Flexibilitätsprämie führt somit bei Bestandsanlagen, die mit ihrer Bemessungsleistung unter 500 kW_{el} liegen, nur zum Teil zu Flexibilisierungsanreizen. Ebenso führt die Flexibilitätsprämie in ihrer bisherigen Ausgestaltung (EEG 2012) nicht zu einer Flexibilisierung von Abfallbiogasanlagen, da dies für die Betreiber/-innen i. d. R. auf Grund steigender Strombezugskosten betriebswirtschaftlich uninteressant ist (vgl. Kapitel 3.1.2.5).
- Die Flexibilitätsprämie führt i.d.R. bei den Anlagen zu einem Zubau elektrischer Anlagenleistung. Dies ist nahezu unabhängig von der Biomasseverfügbarkeit am Standort der Anlage. In Regionen mit hoher Flächennutzungskonkurrenz (Nahrungsmittel- und Energiepflanzenanbau)¹⁸⁵ wäre ein Absenken der Bemessungsleistung und somit des Biomassebedarfs (bei gleichbleibender installierter Leistung) wünschenswert. Dadurch könnte der „Biomassekonkurrenzkampf“ in manchen Regionen entschärft werden.

Alle drei beschriebenen grundsätzlichen Reformmodellvorschläge mobilisieren nicht das gesamte technische, betriebswirtschaftliche und ökologische Potential, die nach den formulierten Kriterien anstrebenwert sind. Sie geben aber Ansatzpunkte zur Lösung der in der Status-quo-Analyse beschriebenen Herausforderungen. Die beschriebenen Ansätze führen nur bedingt zu Anreizen bei Bestandsanlagen, die Bemessungsleistung zu reduzieren und dadurch den Biomassebedarf in Regionen mit hoher Nutzungskonkurrenz abzusenken. Ebenso adressieren diese Vorschläge nicht das Flexibilisierungspotential von kleineren Biogasanlagen, die spürbar unter 500 kW_{el} installierter Leistung liegen und von Abfallbiogasanlagen. Zukünftige Einschränkungen bei der Einspeisung zusätzlicher Leistung in die Verteilnetze werden ebenso nicht berücksichtigt. Darüber hinaus werden einige der beschriebenen Hemmnisse und Chancen nicht adressiert. Allerdings ist der Detaillierungsgrad der Fördersystematiken 1 und 2 nicht ausreichend, um diese abschließend zu bewerten. Eine weitere Detaillierung durch eine Präzisierung ist allerdings nicht Gegenstand des vorliegenden Gutachtens.

4.4 Bewertung der rechtlichen Umsetzbarkeit einzelner Reformmodellvorschläge

Im Hinblick auf eine rechtliche Bewertung der Reformmodellvorschläge lassen sich zwei grundlegende Perspektiven einnehmen. Im Fokus der ersten Perspektive steht die Frage, ob einzelne Reformmodellvorschläge konkrete Lösungsansätze unterbreiten, um die rechtlichen Hemmnisse aus der Status-quo-Analyse ausräumen zu können. Solche Lösungsansätze ließen sich jedoch in keinem der Reformmodellvorschläge identifizieren.

Die zweite Perspektive löst sich von den herausgearbeiteten rechtlichen Hemmnissen. Sie nimmt die jeweiligen Inhalte der Reformmodellvorschläge in den Blick. Ggf. wurden in technischer, ökonomischer, ökologischer sowie rechtlicher Hinsicht ganz eigene Ansätze entfaltet, die vom Gesetzgeber berücksichtigt werden könnten, wenn eine bedarfsgerechte Erzeugung von Biogas-Bestandsanlagen geregelt werden soll. Solche Vorschläge dürften sich aber nur dann als

¹⁸⁵ Meist ist mit einer starken Flächennutzungskonkurrenz eine sehr intensive landwirtschaftliche Nutzung der Anbaufläche verbunden. Es entsteht ein hoher Konkurrenzdruck, der zu nachteiligen ökologischen Folgen führen kann und mit hohen Substratpreisen für die Biogasanlagenbetreiber verbunden ist.

verfolgenswert erweisen, wenn sie sich aus rechtlicher Sicht realisieren ließen. Daher wird folgend geprüft, ob sie den Vorgaben genügen, die von Rechts wegen an eine Umsetzung durch den Bundesgesetzgeber gerichtet werden.

Die Vorschläge dürften in erster Linie durch Änderungen des EEG herbeizuführen sein.¹⁸⁶ Dabei verlangen die Verfassungsbindung der Gesetzgebung sowie der Grundsatz vom Vorrang der Verfassung, dass der Bundesgesetzgeber alle gültigen Bestimmungen des Grundgesetzes beachtet.¹⁸⁷ Wegen des Anwendungsvorrangs des Unionsrechts sind zudem die unionsrechtlichen Vorgaben zu wahren.¹⁸⁸

Soweit sich nach dem Ergebnis der Prüfung einzelne oder alle Vorschläge rechtlich umsetzen ließen, wäre damit aber noch keine Aussage darüber getroffen, ob die Vorschläge auch politisch umgesetzt werden könnten oder gar umgesetzt werden sollten. Das gilt nicht zuletzt im Hinblick auf möglichen Vertrauensschutz, den die Betreiberinnen und Betreiber von Biogas-Bestandsanlagen genießen könnten. Selbst wenn die geltende Rechtslage für bestehende Anlagen aus Rechtsgründen geändert werden könnte, müsste eine Änderung auch die notwendigen politischen Mehrheiten finden.

4.4.1 Unionsrechtliche Vorgaben

Auf der Ebene des Unionsrechts können sowohl das sog. Primärrecht (insbesondere der EUV und der AEUV) als auch das sog. Sekundärrecht (von der Union erlassene Rechtsakte, bspw. Richtlinien) Vorgaben formulieren.

4.4.1.1 Vereinbarkeit einer EEG-Änderung mit dem EU-Primärrecht

Auf der Ebene des EU-Primärrechts stellen sich mehrere rechtliche Fragen. Eine betrifft unter Berücksichtigung des sog. Prinzips der begrenzten Einzelermächtigung (Art. 5 Abs. 1, 4 Abs. 1 AEUV) die Rechtsetzungskompetenz im Verhältnis der Bundesrepublik Deutschland zur EU: Darf die Bundesrepublik Deutschland überhaupt eine eigenständige Regelung für eine flexibilisierte Fahrweise von Biogas-Bestandsanlagen erlassen? Weiterhin ist insbesondere fraglich, ob eine mitgliedstaatliche Regelung zum flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen mit dem Beihilferecht sowie den Grundfreiheiten vereinbar wäre.

Mitgliedstaatliche Rechtsetzungskompetenz im Bereich der Erneuerbaren Energien

Die Bundesrepublik Deutschland müsste im Verhältnis zur EU rechtsetzungsbefugt sein. Im Bereich der sog. ausschließlichen Unionskompetenzen darf allein die EU regelnd tätig werden;

¹⁸⁶ Es würde damit an die bisherige Regelungspraxis, die ebenfalls eine Vorschrift im EEG vorsieht (§ 33i EEG 2012 i. V. m. dessen Anlage 5), angeknüpft werden können. Die abzuhandelnden rechtlichen Vorgaben wären allerdings nicht nur bei Änderungen des EEG zu beachten, sondern zumindest in entsprechender Anwendung auch bei der Änderung anderer Parlamentsgesetze. Soweit die Vorschläge durch Änderungen von Rechtsverordnungen herbeigeführt werden müssten, würden die Vorgaben grundsätzlich ebenfalls gelten, ergänzt um weitere rechtliche Maßgaben.

¹⁸⁷ Vgl. Sachs, in: Sachs, Michael (Hrsg.) (2009), Art. 20 Rn. 94 ff.; Herzog/Grzezick, in: Maunz, Theodor/Dürig, Günter (Hrsg.) (2013), Art. 20 Rn. 25 ff.

¹⁸⁸ Vgl. BVerfGE 73, 339 (375 ff.); 89, 155 (174 ff.); 102, 147 (164); 123, 267 (335, 364); Ruffert, in: Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (Hrsg.) (2011), Art. 1 AEUV Rn. 16 ff.; Nettesheim, in: Grabitz, Eberhard/Hilf, Meinhard/Nettesheim, Martin (Hrsg.) (2013), Art. 1 AEUV Rn. 71 ff.; Zuleeg, in: von der Groeben, Hans/Schwarze, Jürgen (Hrsg.) (2003), Art. 1 EG Rn. 24.

mitgliedstaatliche Regelungen wären rechtlich ausgeschlossen. Eine Vorschrift für einen flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen dürfte allerdings derzeit keiner ausschließlichen Unionskompetenz zugeordnet werden können. Unter anderem dürfte auch Art. 3 Abs. 1 lit. b) und lit. e) AEUV nicht einschlägig sein (Binnenmarktwettbewerb und gemeinsame Handelspolitik). Das Hauptziel, das mit einer Vorschrift für einen flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen verfolgt werden würde, dürfte weder im Bereich funktionierender Regeln für den Binnenmarktwettbewerb, noch im Bereich der gemeinsamen Handelspolitik liegen.

Von den sog. geteilten Unionskompetenzen könnte die EU möglicherweise zum einen Art. 4 Abs. 2 lit. i) AEUV i. V. m. Art. 194 Abs. 2 und Abs. 1 AEUV für sich beanspruchen. Danach darf sie im Energiesektor regelnd tätig werden.¹⁸⁹ Zum anderen könnte die EU unter Umständen auf der Grundlage von Art. 4 Abs. 2 lit. e) AEUV i. V. m. Art. 192 Abs. 1 AEUV eine Vorschrift für einen flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen erlassen (Umwelt).¹⁹⁰

Allerdings sind die Mitgliedstaaten im Bereich der geteilten Kompetenzen befugt, selbst regelnd tätig zu werden, sofern und soweit die Union von ihren Kompetenzen keinen Gebrauch gemacht hat. Das hat die EU im Bereich der EE zwar vor allem in der EE-RL, teils in der Elt-RL getan.¹⁹¹ Beide Richtlinien treffen jedoch weder explizite Aussagen zu einer flexibilisierten Stromerzeugung aus Biogas-(Bestands-)Anlagen, noch enthalten sie für den Bereich der EE abschließende Regelungen. Vielmehr ist es den Mitgliedstaaten nach Art. 3 Abs. 3 EE-RL überlassen, eigene Fördermechanismen für EE auszugestalten.¹⁹² Dazu dürfte auch die Einführung einer Vorschrift für einen flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen zählen.

Somit dürfte nach dem derzeitigen Stand im Verhältnis der EU zu den Mitgliedstaaten die Bundesrepublik Deutschland eine Regelung für einen flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen erlassen dürfen.

Unionsrechtlicher Vertrauensschutz

Die Rechtsordnung der Union gewährleistet Rechtssicherheit und Vertrauensschutz.¹⁹³ Die Bindung an die Unionsgrundrechte nach Art. 6 EUV betrifft die Mitgliedstaaten allerdings nur insoweit, als sie das Recht der Union durchführen.¹⁹⁴ Da eine nationale gesetzliche Regelung zur

¹⁸⁹ Im Falle einer Vorschrift für einen flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen könnte dies selbst dann der Fall sein, wenn man der einschränkenden Ansicht folgen würde, dass sich die Befugnis auf solche Regelungen beschränkt, die eine Förderung der technologischen Weiterentwicklung zum Gegenstand haben; siehe Calliess, in: Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (Hrsg.) (2011), Art. 194 Rn. 15.

¹⁹⁰ Beide Kompetenzgrundlagen dürften grundsätzlich in Betracht kommen und sind vorrangig nach dem inhaltlichen Schwerpunkt einer möglichen Regelung voneinander abzugrenzen. Andere Rechtsetzungskompetenzen, etwa aus dem Bereich der Unterstützungs-, Koordinierungs- und Ergänzungszuständigkeiten oder aus dem Bereich der Wirtschafts- und Beschäftigungspolitik, sind nicht erkennbar.

¹⁹¹ Weitere erörterungsbedürftige Richtlinien oder andere Sekundärrechtsakte sind nicht ersichtlich.

¹⁹² In diesem Zusammenhang sind die Schlussanträge des Generalanwalts Yves Bot vom 28.01.2014 in der Rechtssache C-573/12 zu beachten. Danach soll Art. 3 Abs. 3 EE-RL mit Art. 34 AEUV unvereinbar und deshalb ungültig sein. Die Unvereinbarkeit soll aber nicht aus der Möglichkeit der Mitgliedstaaten folgen, eigene Fördermechanismen gestalten zu können. Sie soll auf der Möglichkeit beruhen, die Fördermechanismen territorial zu begrenzen. Es bleibt abzuwarten, ob der EuGH den Schlussanträgen folgen wird.

¹⁹³ EuGH Rs. 205-215/82 (Deutsche Milchkontor) Slg. 1983, 2633 Rn. 30; Streinz, in: Streinz, Rudolf (Hrsg.) (2012), Art. 6 EUV Rn. 31.

¹⁹⁴ Streinz, in: Streinz, Rudolf (Hrsg.) (2012), Art. 6 EUV Rn. 27.

flexibilisierten Fahrweise von Biogas-Bestandsanlagen nicht die Durchführung von Unionsrecht betreffen dürfte, dürfte die Bindung des Art. 6 EUV nicht eingreifen.

Vereinbarkeit mit dem Beihilfenrecht

Eine Regelung zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen dürfte weiterhin den innereuropäischen Wettbewerb nicht einseitig zugunsten bestimmter Beteiligter verfälschen. Nach Art. 107 Abs. 1 AEUV sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, grundsätzlich mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen und soweit in den Verträgen nicht etwas anderes bestimmt ist.

Derzeit ordnet die Europäische Kommission den aktuellen Fördermechanismus des EEG – entgegen der Auffassung der Bundesrepublik Deutschland – als (gerechtfertigte) Beihilfe i. S. v. Art. 107 Abs. 1 AEUV ein.¹⁹⁵ Eine künftige Regelung für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen dürfte sich – vorbehaltlich einer Änderung des EEG-Ausgleichsmechanismus – als Bestandteil des EEG-Fördermechanismus darstellen und daher dessen beihilferechtliche Bewertung teilen. Fraglich ist damit, wie die Rechtsauffassung der Europäischen Kommission zu bewerten ist.

Im Hinblick auf die einzelnen Tatbestandsmerkmale einer Beihilfe ist insbesondere zweifelhaft, ob die Fördermittel staatlich sind oder aus staatlichen Mitteln gewährt werden.¹⁹⁶

Während die europäische Rechtsprechung diese Frage für das Vorgängergesetz des EEG ausdrücklich verneinte,¹⁹⁷ ist die Frage heute vor dem Hintergrund einer zwischenzeitlich geänderten Rechtslage bis hin zum EEG 2012 sowie neuester europäischer Rechtsprechung zu beurteilen.¹⁹⁸ Die Europäische Kommission gelangt dabei u. a. zu dem Ergebnis, dass die deutschen Übertragungsnetzbetreiber von der Bundesrepublik Deutschland mit der Verwaltung der EEG-Umlage betraut worden seien.¹⁹⁹ Insbesondere seien die Finanzflüsse bei den Übertragungsnetzbetreibern durch die Einführung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus zentralisiert worden. Die Bundesrepublik Deutschland habe sehr detaillierte Regelungen für die Ermittlung der jährlichen EEG-Umlage, deren Verwendung sowie Zweckbestimmung aufgestellt. Zudem verfüge der Staat über umfangreiche Kontrollmechanismen, um die Finanzflüsse überwachen zu können.

Diese Sichtweise scheint die konkrete Ausgestaltung des deutschen Fördermechanismus nicht vollumfänglich zu würdigen. Die deutsche Bundesregierung hat wohl nicht zuletzt vor diesem

¹⁹⁵ Vgl. den Eröffnungsbeschluss der Europäischen Kommission v. 18.12.2013 (SA.33995 (2013/C)), Amtsblatt der Europäischen Union v. 07.02.2014, C 37/73, Rn. 74 ff. Gegen die Qualifizierung als Beihilfe hat sich die Bundesrepublik Deutschland mit mehreren rechtlichen Argumenten in einer „Mitteilung der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission“ vom 20.01.2014 gewendet; vgl. Deutsche Bundesregierung (2014b).

¹⁹⁶ Die Erfüllung der übrigen Voraussetzungen wird allgemein weniger oder gar nicht angezweifelt.

¹⁹⁷ Vgl. EuGH, Urt. v. 13.03.2001 – Rs. C-379/98 (PreussenElektra), Slg. 2001, I-02099, Rn. 59-61, zum damaligen deutschen Stromspeisungsgesetz.

¹⁹⁸ EuGH, Urt. v. 19.12.2013 – Rs. C-262/12 (Vent De Colère!).

¹⁹⁹ Siehe den Eröffnungsbeschluss der Europäischen Kommission v. 18.12.2013 (SA.33995 (2013/C)), Amtsblatt der Europäischen Union v. 07.02.2014, C 37/73, Rn. 109.

Hintergrund in ihrer Mitteilung an die Europäische Kommission ausführlich zu einzelnen Rechtsfragen um die beihilferechtliche Bewertung des aktuellen EEG-Fördermechanismus Stellung genommen.²⁰⁰ Im Ergebnis gelangt sie zu dem rechtlich überzeugenden Schluss, dass die beihilferechtliche Einordnung des aktuellen Fördermechanismus aus mehreren Gründen nicht zu überzeugen vermag. Dieser Einschätzung wird hier gefolgt.

Sollte der aktuelle EEG-Fördermechanismus – und als dessen Bestandteil eine Regelung für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen – entgegen der hier vertretenen Ansicht als Beihilfe zu qualifizieren sein, wäre weiterhin zu erörtern, ob sich die Beihilfe generell rechtfertigen ließe und letztlich mit dem Binnenmarkt vereinbar wäre (Art. 107 Abs. 3 AEUV). Insoweit kann u. a. auf die Einschätzung der Europäischen Kommission verwiesen werden. Sie bejaht eine generelle Rechtfertigung unter Anwendung von Art. 107 Abs. 3 AEUV i. V. m. den sog. Umweltschutzbeihilfen der Allgemeinen Gruppenfreistellungsverordnung.²⁰¹ Nach Ansicht der Europäischen Kommission unterliegt insbesondere auch explizit die derzeitige Fassung der Flexibilitätsprämie dieser generellen Rechtfertigung.²⁰²

Ob die generelle Rechtfertigung bei einer unveränderten deutschen Rechtslage allerdings auch künftig gelten würde, lässt sich derzeit nicht abschließend beurteilen. Die Europäische Kommission hat einen Entwurf für neue Leitlinien für Umweltschutzbeihilfen veröffentlicht. Darin findet sich im Vergleich zur aktuellen Fassung ein – vereinfachend zusammengefasst – restriktiverer Rechtfertigungsansatz. Wie die Umweltschutzbeihilfen künftig ausgestaltet sein werden und ob sie dann noch eine generelle Rechtfertigung ermöglichen würden, richtet sich allerdings nach den Inhalten eines endgültigen Beschlusses der Europäischen Kommission und lässt sich derzeit noch nicht abschätzen.

Im Ergebnis muss die Frage, wie eine nationale Regelung für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen im Detail ausgestaltet sein muss, um mit den unionsrechtlichen Beihilfevorgaben vereinbar zu sein, als offen gelten. Eine rechtssichere Klärung wird letztlich nur der EuGH herbeiführen können.

Vereinbarkeit mit den Grundfreiheiten

Weil nach der hier vertretenen Auffassung speziellere primärrechtliche Bestimmungen fehlen, müsste eine Regelung zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen wohl schließlich mit den primärrechtlichen Grundfreiheiten vereinbar sein.²⁰³ Als maßgeblicher Prüfungsmaßstab dürfte die Freiheit des Warenverkehrs nach Art. 34 AEUV heranzuziehen sein.²⁰⁴

²⁰⁰ Siehe Deutsche Bundesregierung (2014b), S. 12 ff., 22 ff.

²⁰¹ Vgl. den Eröffnungsbeschluss der Europäischen Kommission v. 18.12.2013 (SA.33995 (2013/C)), Amtsblatt der Europäischen Union v. 07.02.2014, C 37/73, Rn. 152 ff.; ebenso Deutsche Bundesregierung (2014b), S. 50 ff.

²⁰² Vgl. den Eröffnungsbeschluss der Europäischen Kommission v. 18.12.2013 (SA.33995 (2013/C)), Amtsblatt der Europäischen Union v. 07.02.2014, C 37/73, Rn. 169 ff.

²⁰³ Das Verhältnis des Art. 107 AEUV zu den Grundfreiheiten wird unterschiedlich bestimmt (Kingreen, in: Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (Hrsg.) (2011), Art. 34-36 AEUV Rn. 26; Cremer, in: Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (Hrsg.) (2011), Art. 107 AEUV Rn. 81 ff.); EuGH wohl für Idealkonkurrenz, Schrifttum eher für *leges speciales* der Beihilfenregelungen. Folgt man der Sichtweise des EuGH, dürften die Grundfreiheiten zu beachten sein.

²⁰⁴ Eine Prüfung am Maßstab der Niederlassungsfreiheit, Arbeitnehmerfreizügigkeit und Kapitalverkehrsfreiheit dürfte wegen ihrer speziellen sachlichen Anwendungsbereiche nicht nahe liegen. Darüber hinaus dürfte auch eine Prüfung am Maßstab der Dienstleistungsfreiheit ausscheiden: Eine Abgrenzung von Warenverkehrs- und Dienstleistungsfreiheit – die nach dem EuGH am Maßstab des Schwerpunkts des Gesamtvorgangs zu erfolgen hat –

Nach ständiger Rechtsprechung des EuGH handelt es sich bei Strom um eine Ware im Sinne der Warenverkehrsfreiheit.²⁰⁵ Solange der aktuelle EEG-Fördermechanismus nur Strom aus erneuerbaren Energiequellen erfasst, die im Geltungsbereich des EEG erzeugt und eingespeist worden sind, während „ausländische Strommengen“ nicht von den Förderregelungen profitieren können, könnte der innergemeinschaftliche Handel in Übereinstimmung mit der Rechtsprechung des EuGH zumindest potenziell behindert sein.²⁰⁶ Während der EuGH diese Beeinträchtigung bislang aus Umweltschutzgründen als gerechtfertigt ansah, scheint sich nach den jüngsten Schlussanträgen des Generalanwalts Bot beim EuGH eine Änderung dieser Rechtsprechung abzuzeichnen.²⁰⁷ Die EU-Mitgliedstaaten müssten dann ggf. in ihren Fördersystemen – vorbehaltlich einer Änderung der EE-RL – territoriale Begrenzungen ausschließen. Das würde auch für eine Regelung gelten, die auf eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen zielt.

4.4.1.2 Vereinbarkeit einer EEG-Änderung mit dem EU-Sekundärrecht

Eine mitgliedstaatliche Regelung zum flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen müsste auch mit den Rechtsakten vereinbar sein, die von den gesetzgebenden Organen der Europäischen Union erlassen worden sind. Hierbei dürften insbesondere die sog. Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2009/28/EG)²⁰⁸ sowie die sog. Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (RL 2009/72/EG)²⁰⁹ zu beachten sein. Beide dürften derzeit keine Vorgaben an die Ausgestaltung nationaler Förderinstrumente für Erneuerbare Energien richten, die einer mitgliedstaatlichen Regelung zum flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen entgegenstehen würden.

dürfte ergeben, dass eine Regelung für eine flexibilisierte Fahrweise von Biogas-Bestandsanlagen eher den freien Verkehr der Ware Strom, weniger hingegen eine bestimmte Dienstleistung betreffen dürfte.

²⁰⁵ EuGH Urteil vom 15.7.1964 Costa/ENEL, Rechtssache 6/64, Slg. 1964, 1253; EuGH Urteil vom 27.4.1994, Almelo Rechtssache C-393/92, Slg. 1994, I-1477 Rn. 28.

²⁰⁶ EuGH, Rs. C-379/98, PreussenElektra, Slg. 2001, I-02099, Rn. 71.

²⁰⁷ Schlussanträge des Generalanwalts Yves Bot vom 28.01.2014 in der Rechtssache C-573/12, Rn. 78 ff. Ob neben den Umweltschutzgründen auch die Stromversorgungssicherheit als Rechtfertigungsgrund angeführt werden könnte, ist fraglich. Dafür könnte unseres Erachtens sprechen, dass es sich bei der Versorgungssicherheit um einen gewichtigen Gemeinwohlbelang handeln dürfte. Die steuerbare Stromerzeugung in Biogas-Bestandsanlagen könnte einen – wenn auch nur begrenzten – Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit leisten. Sie könnte einerseits ihre Erzeugungs- und Einspeiseleistung in Zeiten hoher Einspeisungen aus fEE reduzieren und damit die Stromnetze entlasten, während sie andererseits ihre Erzeugungs- und Einspeiseleistung in Zeiten niedriger oder keiner Einspeisungen aus fEE erhöhen und damit in gewissem Umfang auftretende „Lücken“ ausgleichen könnte. Gegen die Stromversorgungssicherheit als Rechtfertigungsgrund bei Biogas-Bestandsanlagen ließe sich allerdings auch einwenden, dass ihr messbarer Beitrag an der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit eher gering sein könnte. Dies könnte zum einen mit der optionalen Ausgestaltung des Förderinstruments zur Flexibilisierung begründet werden, zum anderen auch mit der insgesamt geringen Erzeugungsleistung aller Biogas-Bestandsanlagen im Vergleich zu allen anderen steuerbaren Energieerzeugungsanlagen. Die Frage kann daher nicht abschließend beantwortet werden, wenngleich es unseres Erachtens derzeit nicht ausgeschlossen scheint, dass gewichtigere Gründe gegen die Stromversorgungssicherheit als Rechtfertigungsgrund für eine Beeinträchtigung der Warenverkehrsfreiheit sprechen könnten.

²⁰⁸ Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 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, vgl. dazu u. a. Lehnert, Wieland/Vollprecht, Jens (2009), S. 307.

²⁰⁹ Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG.

Auch darüber hinaus ist nicht erkennbar, dass eine solche nationale Regelung mit Vorschriften aus einer der beiden Richtlinien per se unvereinbar sein könnte. Schließlich ist auch nicht erkennbar, dass dem nationalen Regelungsvorhaben andere Sekundärrechtsakte entgegenstehen könnten.

4.4.1.3 Zwischenergebnis zur Vereinbarkeit mit unionsrechtlichen Vorgaben

Nach den vorstehenden Ergebnissen dürfte sich eine mitgliedstaatliche Regelung – hier Deutschlands –, die eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen zum Ziel hat, mit unionsrechtlichen Vorgaben vereinbaren lassen. Die dargestellten und ggf. weitere Rechtsfragen lassen sich jedoch erst anhand eines konkreten Änderungsvorschlags beantworten (vgl. dazu 5.).

4.4.2 Vereinbarkeit mit grundgesetzlichen Vorgaben

Eine Änderung des EEG, die einen flexibleren Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen bezwecken soll, müsste allen gültigen Bestimmungen des Grundgesetzes genügen. Hierzu zählen zum einen diejenigen Vorschriften, die den Erlass eines Änderungsgesetzes regeln. Zum anderen sind alle weiteren verfassungsrechtlichen Vorgaben zu beachten, etwa die Grundrechtsbestimmungen.

4.4.2.1 Formelle Anforderungen, insbesondere Gesetzgebungskompetenz

Im Verhältnis des Bundes zu den Ländern dürfte dem Bundesgesetzgeber die Kompetenz für ein entsprechendes Gesetzgebungsvorhaben zukommen. Er dürfte es auf die Kompetenztitel des Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Energiewirtschaft) und Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG (Luftreinhaltung) stützen können.²¹⁰ Soweit das Vorhaben auf Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG (Energiewirtschaft) gestützt werden sollte, müssten zusätzlich die Anforderungen des Art. 72 Abs. 2 GG beachtet werden. Eine bundesgesetzliche Regelung könnte hier – in Abhängigkeit ihrer konkreten Ausgestaltung – zur Wahrung der Rechts- oder Wirtschaftseinheit im gesamtstaatlichen Interesse erforderlich sein.²¹¹ Die Fragen nach dem Kompetenztitel sowie nach den Anforderungen der sog. Erforderlichkeitsklausel aus Art. 72 Abs. 2 GG ließen sich jedoch erst dann abschließend rechtlich bewerten, wenn ein konkreter Änderungsvorschlag zu prüfen wäre.

Für eine wirksame Änderung des EEG müsste der Bundesgesetzgeber zudem die Anforderungen an das ordentliche Gesetzgebungsverfahren wahren (Art. 76 ff. GG).

Soweit sich dem Bundesverfassungsgericht in den vergangenen Jahren Gelegenheiten boten, Änderungen des EEG einer verfassungsrechtlichen Würdigung zu unterziehen, hat es sich dabei zur formellen Verfassungsmäßigkeit der Änderungen – soweit ersichtlich – nicht geäußert.²¹²

²¹⁰ Siehe zum EEG 2004 BT-Drs. 15/2864, S. 21, zum EEG 2009 BT-Drs. 16/8148, S. 26; vgl. zudem Altrock/Oschmann, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), Einf. Rn. 49; Degenhart, in: Sachs, Michael (Hrsg.) (2009), Art. 74 Rn. 46, 102.

²¹¹ Das Bundesverfassungsgericht konnte die hierbei zu beachtenden Anforderungen in den vergangenen Jahren mehrfach präzisieren sowie bestätigen. Auf die Einhaltung der Maßgaben sollte ein besonderes Augenmerk gerichtet werden. Siehe im Einzelnen BVerfGE 106, 62 (135 ff.); 110, 141 (174 ff.); 111, 226 (252 ff.); 112, 226 (243 ff.); 113, 167 (198 ff).

²¹² Siehe BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –; BVerfG, Beschl. v. 03.04.2009 – 1 BvR 3069/08 –; BVerfG, Beschl. v. 03.04.2009 – 1 BvR 3070/08 –; BVerfG, Beschl. v. 03.04.2009 – 1 BvR 3071/08 –; BVerfG, Beschl. v.

4.4.2.2 Vereinbarkeit mit dem rechtsstaatlichen Rückwirkungsverbot

Eine Änderung des EEG, die eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen bezwecken soll, müsste auch mit allen weiteren Vorgaben des Grundgesetzes vereinbar sein. Da die Flexibilisierung den Biogas-Bestandsanlagen gelten soll, ist insbesondere klärungsbedürftig, ob die Änderung mit Art. 20 Abs. 3 GG (Rechtsstaatsprinzip) vereinbar wäre. Dabei müsste die Regelung zum einen den Anforderungen an eine hinreichende Normenklarheit und -bestimmtheit genügen.²¹³ Sie müsste eine für den Normadressaten hinreichend vorhersehbare und berechenbare Formulierung aufweisen.²¹⁴

Zum anderen ist – als weitere besondere Ausprägung des Art. 20 Abs. 3 GG – das rechtsstaatliche Rückwirkungsverbot prüfungsrelevant. Es lässt eine rückwirkende Änderung der bestehenden Rechtslage nur unter besonderen Voraussetzungen zu. Bevor darauf näher eingegangen wird, soll zunächst der Vertrauenstatbestand des EEG skizziert werden.

Vertrauenstatbestand im EEG: Bestandsschutz

Im EEG ist für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ein gesetzlicher Vertrauenstatbestand angelegt.²¹⁵ Die gesetzliche (Dauer-)Verpflichtung des Netzbetreibers, grundsätzlich den gesamten erzeugten und angebotenen Strom vorrangig abnehmen zu müssen, bietet den Anlagenbetreiber/-innen eine stete Absatzmöglichkeit für den erzeugten Strom.²¹⁶ Der Verpflichtung des Netzbetreibers korrespondiert ein Abnahmeanspruch der Anlagenbetreiber/-innen.²¹⁷

Hinzu kommt die ebenfalls gesetzlich fixierte (Dauer-)Pflicht des Netzbetreibers, den Anlagenbetreiber/-innen grundsätzlich jede eingespeiste kWh Strom vergüten zu müssen.²¹⁸ Der Verpflichtung des Netzbetreibers korrespondiert wiederum ein Anspruch der Anlagenbetreiber/-innen.²¹⁹ Zudem ist die jeweilige Vergütungshöhe gesetzlich determiniert und wird den Anlagenbetreiber/-innen gemäß § 9 Abs. 1 Satz 1 EEG 2000, § 12 Abs. 3 EEG 2004, § 21 Abs. 2 EEG 2009 sowie § 21 Abs. 2 EEG 2012 für 20 Jahre – zuzüglich des Inbetriebnahmejahres – garan-

03.04.2009 – 1 BvR 3072/08 –; BVerfG, Beschl. v. 03.04.2009 – 1 BvR 3299/08 –; BVerfG, Beschl. v. 23.09.2010 – 1 BvQ 28/10 –; BVerfG, Beschl. v. 27.09.2012 – 1 BvR 1809/12 –.

²¹³ Vgl. BVerfGE 102, 254, 337.

²¹⁴ Sommermann, in: v. Mangoldt, Hermann/Klein, Friedrich/Starck, Christian (Hrsg.) (2010), Art. 20 Rn. 289.

²¹⁵ Vgl. Oschmann/Altrock, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 65 Rn. 41; Lehnert, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 21 Rn. 33; Klinski, Stefan (2009), S. 19.

²¹⁶ Abnahmepflichten des Netzbetreibers sind in § 8 Abs. 1, 2 EEG 2009 und § 8 Abs. 1, 2 EEG 2012 geregelt. § 8 Abs. 1, 2 EEG 2009 findet nach der Übergangsvorschrift des § 66 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 auch auf Anlagen Anwendung, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen worden sind.

²¹⁷ So zutreffend Altrock, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 8 Rn. 11.

²¹⁸ Vergütungspflichten des Netzbetreibers sind in § 16 Abs. 1 EEG 2009 und § 16 Abs. 1 Satz 1, 2 EEG 2012 geregelt. § 16 Abs. 1 EEG 2009 findet nach der Übergangsvorschrift des § 66 Abs. 1 Satz 1 EEG 2009 auch auf Anlagen Anwendung, die vor dem 01.01.2009 in Betrieb genommen worden sind.

²¹⁹ So zutreffend Lehnert/Thomas, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 16 Rn. 2.

tiert.²²⁰ Einen Änderungsvorbehalt enthalten diese Regelungen zum Vergütungszeitraum nicht.²²¹

Vor dem Hintergrund der garantierten Stromabnahme sowie -vergütung erzeugen Biogas-Bestandsanlagen ihren Strom derzeit in aller Regel unter Ausnutzung der Jahresvollaststundenzahl gleichmäßig als „Band“; eine strompreisabhängige Betriebsweise oder die Bereitstellung von RL erfolgt regelmäßig nicht. Die Erzeugung folgt damit der „Funktionslogik“, die von der Abnahme- und Vergütungspflicht des Netzbetreibers bzw. dem Abnahme- und Vergütungsanspruch der Anlagenbetreiber/-innen gebildet werden; sie sind untrennbar miteinander verknüpft.²²²

Die „Funktionslogik“ gewährt den Anlagenbetreiber/-innen sowie Einspeisewilligen und Projektierern ein vergleichsweise hohes Maß an Planungs- sowie Investitionssicherheit.²²³ Beide Sicherheiten sind für den Ausbau der Stromerzeugung aus EE nach wie vor förderlich, weil zumindest die Errichtung einer EEG-Anlage hohe Kapitalsummen erfordert, ohne dass sich die Investitionen in kurzer Zeit amortisieren könnten. Erst die Stromerzeugung und die Abnahme sowie die Vergütung der erzeugten Mengen über einen längeren Zeitraum bieten den Anlagenbetreiber/-innen die Möglichkeit, ihre Investitionen wieder „einfahren“ zu können. Hinzu kommt, dass die Kosten regelmäßig von Dritten (z.B. Banken) finanziert werden. Deren Bereitschaft, ihr Kapital zur Verfügung zu stellen, steigt, je besser kalkulierbar die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sind. Gesetzlich fixierte Vergütungszahlungen über einen bestimmten Zeitraum vermitteln diese Planungs- und Investitionssicherheit in einem hohen Maße.

Beeinträchtigung des Vertrauenstatbestandes?

Soweit die Betriebsweise der Biogas-Bestandsanlagen durch gesetzgeberische Maßnahmen flexibilisiert und so an die künftigen Erfordernisse des Stromsystems herangeführt werden soll, könnten sich die Maßnahmen unmittelbar oder mittelbar auch auf die dargestellten Amortisationsbedingungen für die Anlageninvestitionen auswirken. So könnte zum Beispiel eine sachliche und/oder zeitliche Einschränkung des Abnahmeanspruchs eine geringere Vergütung nach sich ziehen und somit die Amortisationsmöglichkeiten negativ beeinflussen. Eine Abweichung von der gleichmäßigen Stromerzeugung als „Band“ (unter weitgehender Ausnutzung der Jahresvollaststundenzahl) könnte die Refinanzierung erschweren, sofern dies nicht anderweitig ausgeglichen würde.

Gleiches könnte für einen Wechsel des Vergütungsmodus gelten. Eine Abkehr von der festen Einspeisevergütung hin zu Formen der Direktvermarktung – die nach der aktuellen Rechtslage den „Sockel“ für die Flexibilitätsprämie bildet – schafft für die Anlagenbetreiber/-innen neben Chancen für eine höhere Vergütung zugleich das Risiko, keinen Abnehmer für den Strom zu finden oder zumindest nur solche Abnehmerinnen und Abnehmer, die ein Entgelt zahlen, welches für die Anlagenbetreiber/-innen im Kombination mit den Erlösen aus Marktprämie und ggf. Flexibilitätsprämie nicht auskömmlich ist. Hinzu kommt der Aufwand, den erzeugten Strom selbst – ggf. unter Einbindung Dritter – absetzen zu müssen. Dieser dürfte sich in der

²²⁰ Es handelt sich bei den Regelungen zum Vergütungszeitraum nach zutreffender Ansicht um Normen, die subjektive Rechte der Anlagenbetreiber begründen; siehe Klinski, Stefan (2009), S. 9.

²²¹ Klinski, Stefan (2009), S. 9.

²²² Klinski, Stefan (2009), S. 8, 10.

²²³ BT-Drs. 14/2776, S. 124 (EEG 2000); BT-Drs. 15/2864, S. 46 (2004); BT-Drs. 16/8148, S. 52 (EEG 2009); BT-Drs. 17/6071, S. 44 f.

Regel in einer finanziellen Belastung ausdrücken lassen, die es so bei der festen Einspeisevergütung nicht gibt. Beide Elemente – das Absatzrisiko bzw. geringere Vergütungssummen sowie der Aufwand für den Absatz – könnten die Amortisationsbedingungen ebenfalls beeinträchtigen.

Die Refinanzierungsmöglichkeiten könnten schließlich auch bei einem letzten Beispiel tangiert sein. Würde die Änderung des Vergütungsmodus dahingehend ausgestaltet werden, dass die Stromerzeugung in Biogas-Bestandsanlagen künftig aus einer Kombination aus einem Leistungs- und einem Arbeitspreises vergütet wird, hätte dies ggf. – in Abhängigkeit von den Einzelheiten der Ausgestaltung – negative Folgen für die bestehenden Investitionssachverhalte.

Fraglich ist, ob verschlechterte Amortisationsbedingungen in rechtlicher Hinsicht in jedem Fall eine Beeinträchtigung des Vertrauenstatbestandes darstellen würden. Es dürfte zu differenzieren sein: Zum einen könnte der Gesetzgeber die Flexibilisierungsmaßnahmen verpflichtend für alle Biogas-Anlagen einführen, d. h. auch auf Biogas-Bestandsanlagen erstrecken.²²⁴ In diesem Fall dürfte das Vertrauen der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber in den Fortbestand der gesetzlich garantierten Bedingungen beeinträchtigt sein, wenn mit der Regelung eine Gefährdung der Amortisationsbedingungen einhergehen würde. Davon dürfte nach den Ergebnissen der Status-quo-Analyse auszugehen sein, unabhängig davon, auf welche Weise die Flexibilisierung herbeigeführt werden würde. Es wäre allerdings in einem weiteren Schritt klärungsbedürftig, ob jede Rechtsbeeinträchtigung auch verfassungsrechtlich zu beanstanden wäre oder welche Beeinträchtigungen ggf. mit den Vorgaben des Grundgesetzes vereinbar wären.

Zum anderen: Die rechtliche Bewertung zur Beeinträchtigung des Vertrauenstatbestandes dürfte anders ausfallen, wenn die gesetzgeberischen Änderungen für Biogas-Bestandsanlagen auf freiwilliger Basis gelten würden.²²⁵ Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber könnten bei diesem Modell wählen, ob sie ihre Anlagen einem geänderten Fördermodell unterstellen möchten oder ob sie die bisherigen Förderbedingungen beibehalten. Zwar dürfte die bestehende Rechtslage des EEG zugunsten der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber auch in diesem Fall einen Vertrauenstatbestand gewähren. Das Vertrauen wird jedoch nicht beeinträchtigt, wenn sie freiwillig einen Wechsel in ein vom bisherigen Förderregime abweichendes Vergütungssystem vollziehen und dabei ebenso freiwillig die daraus ggf. entstehenden Folgen für die daraus ggf. entstehenden Folgen für die Amortisation ihrer Anlage in Kauf nehmen sollten. Es dürfte deshalb schon eine Beeinträchtigung des Vertrauenstatbestandes zu verneinen sein. Demnach dürfte die verfassungsrechtliche Zulässigkeit einer auf Freiwilligkeit beruhenden flexibleren Fahrweise von Biogas-Bestandsanlagen nicht am Maßstab des rechtsstaatlichen Rückwirkungsverbots zu messen sein, letztlich jedenfalls keinen Verstoß darstellen.

Verfassungsrechtlich zulässige Beeinträchtigung des Vertrauenstatbestandes?

Zu klären bleibt, ob eine verpflichtende Einführung einer flexibleren Betriebsweise von Biogas-Bestandsanlagen – und die damit einhergehende Beeinträchtigung des Vertrauensschutztatbestandes – mit dem rechtsstaatlichen Rückwirkungsverbot vereinbar wäre. Dabei ist grundsätzlich nur die sog. echte Rückwirkung am Maßstab des Art. 20 Abs. 3 GG zu beurteilen. Sie ist verfassungsrechtlich grundsätzlich unzulässig und liegt vor, wenn ein Gesetz nachträglich än-

²²⁴ Klinski, Stefan (2009), S. 10 f.

²²⁵ Klinski, Stefan (2009), S. 10 f.

dernd in abgewickelte, der Vergangenheit angehörende Tatbestände eingreift.²²⁶ Nur unter engen Ausnahmen könnte eine echte Rückwirkung gerechtfertigt sein.

Demgegenüber ist eine unechte Rückwirkung verfassungsrechtlich grundsätzlich zulässig.²²⁷ Sie liegt vor, wenn eine Norm auf gegenwärtige, noch nicht abgeschlossene Sachverhalte und Rechtsbeziehungen für die Zukunft einwirkt und damit zugleich die betroffene Rechtsposition nachträglich entwertet. Allerdings können sich aus dem Grundsatz des Vertrauensschutzes und dem Verhältnismäßigkeitsprinzip Grenzen der Zulässigkeit ergeben.

Fraglich ist, ob eine Änderung des EEG hin zu einem flexibleren Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen eine echte Rückwirkung darstellen würde. Gemäß dem Gutachtenauftrag soll eine Änderung der Rechtslage nur für die Zukunft, nicht jedoch auch mit ausdrücklich angeordneter Rückwirkung für die Vergangenheit erfolgen. Eine nachträgliche Änderung abgewickelter, der Vergangenheit angehörender Tatbestände wird daher – soweit ersichtlich – nicht eintreten. Eine echte Rückwirkung dürfte damit nicht vorliegen.

Die Gesetzesänderung würde aber Investitionssachverhalte erfassen, bei denen zwar in der Vergangenheit in EEG-Anlagen investiert wurde, für die der gesetzlich geregelte Vergütungszeitraum der zur Refinanzierung der Anlagen dienen soll, aber noch nicht abgelaufen ist. Dies spricht dafür, dass die Änderung als unechte Rückwirkung zu qualifizieren wäre.²²⁸ Dabei darf nicht verkannt werden, dass die Folgen einer Rückwirkung für die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber möglicherweise gravierend ausfallen können. Ihr Investitionskonzept könnte derart auf die Vergütung des erzeugten und eingespeisten Stroms nach der bestehenden Rechtslage ausgerichtet sein, dass eine Gesetzesänderung die Wirtschaftlichkeit des gesamten Projekts infrage stellen könnte.²²⁹

Folgt man der Einordnung als unechte Rückwirkung, würde eine Änderung der bestehenden Rechtslage nicht primär den verfassungsrechtlichen Vorgaben des Art. 20 Abs. 3 GG unterfallen. Die verfassungsrechtliche Zulässigkeit der Rückwirkung beurteilt sich dann vielmehr im Einzelfall danach, ob die rückwirkende Kraft der gesetzlichen Änderung eine verhältnismäßige Grundrechtsbeeinträchtigung darstellen würde.²³⁰

4.4.2.3 Vereinbarkeit mit den Grundrechten

Nicht nur nach dem vorstehenden Prüfungsergebnis ist fraglich, ob eine Änderung des EEG mit dem Ziel eines flexibleren Einsatzes von Biogas-Bestandsanlagen mit den Grundrechtsbestimmungen des Grundgesetzes vereinbar wäre. Es dürften hierbei Art. 14 Abs. 1 GG (Eigentumsga-

²²⁶ Hierzu und zum Folgenden BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –. Die Terminologie, mit der die Rückwirkungsfallgruppen voneinander unterschieden werden, ist in der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts und in der Literatur nicht einheitlich. Die Gruppe der echten Rückwirkung wird teils auch als Rückbewirkung von Rechtsfolgen bezeichnet, die Gruppe der unechten Rückwirkung als tatbestandliche Rückanknüpfung. Siehe auch Kahl, Hartmut (2013), S. 4 f.

²²⁷ Hierzu und zum Folgenden BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –; Kahl, Hartmut (2013), S. 4 ff.

²²⁸ Vergleichbar Oschmann/Altrock, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 65 Rn. 41; Klinski, Stefan (2009), S. 18 f.; Kahl, Hartmut (2013), S. 4 und 8; offen gelassen in BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –.

²²⁹ So auch zutreffend Klinski, Stefan (2009), S. 19. Es könnte sich bspw. als rechtlich problematisch erweisen, Verträge mit Dritten, die Kapitalmittel zur Verfügung gestellt haben, an die geänderte Rechtslage anzupassen.

²³⁰ Kahl, Hartmut (2013), S. 7; Klinski, Stefan (2009), S. 10 f.

rantie), Art. 12 Abs. 1 GG (Berufsfreiheit), Art. 2 Abs. 1 GG (Allgemeine Handlungsfreiheit) sowie Art. 3 Abs. 1 GG (Allgemeines Gleichheitsrecht) zu erörtern sein.

Art. 14 Abs. 1 GG (Eigentumsgarantie)

Art. 14 Abs. 1 Satz 1 GG schützt u. a. das Eigentum. Fraglich ist, ob eine Änderung des EEG eine eigentumsrechtliche Position betreffen würde.

Unter Eigentum im Sinne des Art. 14 Abs. 1 Satz 1 GG wird die ausschließliche Zuordnung einer vermögenswerten Position an eine Rechtsträgerin oder einen Rechtsträger durch das einfache Recht zu einem bestimmten Zeitpunkt verstanden.²³¹ Dazu sollen auch bürgerlich-rechtliche Ansprüche und Forderungen zählen,²³² soweit sie durch Einsatz von Kapital und Arbeit erworben wurden.²³³ Hingegen sollen gesetzliche Ansprüche auf Subventionen nicht eigentumsfähig sein.²³⁴ Dies gelte auch dann, wenn die Subvention ausdrücklich an eine Eigenleistung anknüpfe.²³⁵

Ob die „Funktionslogik“ des EEG, bestehend u. a. aus den Abnahme- und Vergütungsansprüchen der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber, eine Subvention darstellen oder sich davon unterscheiden, dürfte argumentativ in rechtlich vertretbarer Weise in die eine wie in die andere Richtung beantwortet werden können.²³⁶ Im Ergebnis dürften aber sehr gute Gründe gegen eine Einordnung als -klassische - Subvention sprechen. Im Kern kommen hierbei die Argumente zum Tragen, die sich auch gegen eine Einordnung des EEG-Fördermechanismus als unionsrechtliche Beihilfe anführen lassen; die Fördermittel sind nicht staatlich und werden nicht aus staatlichen Mitteln gewährt. Im Übrigen dürfte es sich jedenfalls um bürgerlich-rechtliche Ansprüche handeln, die den Anlagenbetreiber/-innen mit Beginn des EEG-Vergütungszeitraums eine gesicherte Rechtsposition verschaffen.²³⁷ Eine eigentumsrechtliche Position im Sinne des Art. 14 Abs. 1 GG dürfte letztlich zu bejahen sein.²³⁸

Eine Änderung des EEG mit dem Ziel, den Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen verpflichtend zu flexibilisieren, dürfte eine nachträgliche Änderung der eigentumsrechtlichen Position darstellen. Bei den Ausführungen zum Vertrauenstatbestand des EEG wurde dargelegt, dass eine gesetzlich angeordnete Flexibilisierung den Vertrauenstatbestand des EEG beeinträchtigen dürfte. Es würde sich dabei um einen Eingriff in Gestalt einer Inhalts- und Schrankenbestimmung im

²³¹ BVerfGE 72, 175 (193); 74, 129 (148).

²³² BVerfGE 68, 193 (222); 83, 201 (208 f.).

²³³ BVerfGE 97, 63 (83).

²³⁴ BVerfGE 72, 175 (193 ff.); 97, 67 (83).

²³⁵ Klinski, Stefan (2009), S. 21; vgl. BVerfGE 72, 175 (195).

²³⁶ Dagegen Klinski, Stefan (2009), S. 21. Das Bundesverfassungsgericht hat eine vergleichbare Fragestellung offen gelassen; siehe BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –. Auf unionsrechtlicher Ebene ist die Europäische Kommission der Auffassung, dass der EEG-Fördermechanismus eine Beihilfe darstelle. Damit könnten Bestandteile des Fördermechanismus – wie u. a. die Flexibilitätsprämie – auch als Subvention zu qualifizieren sein. Allerdings folgt das Gutachten in Übereinstimmung mit der deutschen Bundesregierung einer gegenteiligen Einschätzung. Danach stellt der EEG-Fördermechanismus keine Beihilfe dar. Vgl. hierzu auch oben unter 5.3.1.1.

²³⁷ So auch Klinski, Stefan (2009), S. 22 f.

²³⁸ So wohl auch Kahl, Hartmut (2013), S. 7 ff.

Sinne des Art. 14 Abs. 1 Satz 2 GG handeln.²³⁹ Sollten sich die Anlagenbetreiber/-innen nach der Ausgestaltung der gesetzlichen Regelung hingegen freiwillig für eine Flexibilisierung entscheiden können, dürfte ein Angriff zu verneinen sein. Der Wechsel des Fördermodells würde dann maßgeblich den Anlagenbetreiber/-innen, nicht aber dem Staat zuzurechnen sein.

Der Eingriff müsste verfassungsrechtlich gerechtfertigt sein, wenn er mit Art. 14 Abs. 1 GG vereinbar sein soll. Grundsätzlich darf der Gesetzgeber die Eigentümerbefugnisse durch eine nachträgliche Änderung der Rechtsordnung ausgestalten. Dabei unterliegt er allerdings Grenzen. Die gesetzliche Änderung müsste durch Gründe des öffentlichen Interesses unter Berücksichtigung des Grundsatzes der Verhältnismäßigkeit gerechtfertigt sein. Mit den Worten des Bundesverfassungsgerichts ist eine unechte Rückwirkung nur dann mit den Grundsätzen des grundrechtlichen und rechtsstaatlichen Vertrauensschutzes vereinbar, wenn sie zur Förderung des Gesetzeszwecks geeignet und erforderlich ist und wenn bei einer Gesamtabwägung zwischen dem Gewicht des enttäuschten Vertrauens und dem Gewicht und der Dringlichkeit der die Rechtsänderung rechtfertigenden Gründe die Grenze der Zumutbarkeit gewahrt bleibt.²⁴⁰

Die Anforderungen, die das Bundesverfassungsgericht für besondere Vertrauenstatbestände aufgestellt hat, dürften hingegen nicht zu berücksichtigen sein.²⁴¹ Der seinerzeitigen Entscheidung lag ein Sachverhalt zugrunde, bei dem der Gesetzgeber das Vertrauen in den Fortbestand einer befristeten Übergangsregelung enttäuschte, weil er sie vor Ablauf der vorgesehenen Frist aufhob. In einer EEG-bezogenen Entscheidung hat das Gericht ausdrücklich offen gelassen, ob etwa § 12 Abs. 3 Satz 1 EEG 2004 einen vergleichbaren besonderen Vertrauenstatbestand normiert.²⁴² Unter Umständen wären die Anforderungen, die nach Ansicht des Gerichts an die Änderung besonderer Vertrauenstatbestände zu stellen sind, auf eine Änderung der EEG-„Funktionslogik“ zu übertragen. Dafür könnte sprechen, dass die jeweiligen Regelungen zum Abnahme- und Vergütungsanspruch nach der ausdrücklichen Bekundung des Gesetzgebers bei den Investoren Vertrauen in den zeitlich fixierten Bestand der Ansprüche schaffen sollten.²⁴³ Dagegen dürfte allerdings entscheidend sprechen, dass die Maßstäbe für eine Enttäuschung des „Vertrauens in den Vertrauensschutz“ aufgestellt worden sind. Einen solchermaßen doppelt begründeten Vertrauensschutz dürfte das EEG allerdings nicht regeln; die Regelungen zum Abnahme- und Vergütungsanspruch beschränken sich auf einen „normalen“ Vertrauensschutztatbestand.²⁴⁴

Dessen ungeachtet dürfte es sich bei der Intention des Gesetzgebers, aufgrund der künftigen Erfordernisse des Stromsystems regelbare EEG-Erzeugungsanlagen durch die Bereitstellung von Flexibilität an der Bewältigung der Erfordernisse beteiligen zu wollen, um ein legitimes gesetzgeberisches Ziel handeln.

²³⁹ Vgl. BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –. Eine Freiheitsbeeinträchtigung in Gestalt einer Enteignung, d. h. einem zielgerichteten staatlichen Zugriff auf das Eigentum des Einzelnen, um eine konkrete Rechtsposition im Sinne des Art. 14 Abs. 1 GG zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben vollständig oder teilweise zu entziehen (BVerfGE 72, 66, 76; 79, 174, 192; BVerfG, NJW 2001, 2960, 2961), dürfte zu verneinen sein. Die Änderung des EEG würde lediglich Eigentümerbefugnisse beschränken, indem abstrakt und generell die Rechte und Pflichten des Eigentümers geregelt werden würden (BVerfGE 72, 66, 76).

²⁴⁰ BVerfGE 127, 31 (48).

²⁴¹ Vgl. BVerfGE 102, 68 (97 f.); Klinski, Stefan (2009), S. 28 f.

²⁴² Siehe BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –.

²⁴³ Klinski, Stefan (2009), S. 29.

²⁴⁴ Siehe zutreffend Kahl, Hartmut (2013), S. 10 f.

Hierzu sollen durch eine gezielte Änderung des EEG bestimmte Maßnahmen umgesetzt werden, die einen flexibleren Einsatz der Biogas-Bestandsanlagen bewirken könnten.

Eine Änderung des EEG dürfte wohl geeignet sein, Biogas-Bestandsanlagen durch die Bereitstellung von Flexibilität an die künftigen Erfordernisse des Stromsystems heranführen zu können, weil eine Änderung die Verwirklichung des Ziels zumindest fördern könnte.²⁴⁵

Die Änderung wäre wohl zudem erforderlich, weil keine milderen, geringere Belastungen hervorrufenden Mittel ersichtlich sind, die das genannte Ziel mit gleicher Wirksamkeit erreichen könnten.²⁴⁶ Zwar würde die Änderung des Rechtsrahmens geringere oder keine Belastungen hervorrufen, wenn sie Biogas-Bestandsanlagen nicht zwingend, sondern nur auf freiwilliger Basis einbeziehen würde. Diese Ausgestaltung hätte allerdings den Nachteil, dass nicht sicher wäre, wie viele Anlagenbetreiber/-innen tatsächlich einen Wechsel vollziehen würden. Damit könnte das gesetzgeberische Ziel nicht in gleich wirksamer Weise erreicht werden.²⁴⁷

Schließlich müsste die Änderung des EEG im engeren Sinne verhältnismäßig sein. Sie dürfte zu keinen derart tiefgreifenden Grundrechtseingriffen führen, die zu den Vorteilen für das Gemeinwohl offensichtlich außer Verhältnis stehen.²⁴⁸ Sie müsste bei einer Gesamtbewertung angemessen²⁴⁹ und für die Betroffenen zumutbar sein,²⁵⁰ insbesondere unter Berücksichtigung des schutzwürdigen Vertrauens der Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber. Letztlich ist zwischen diesem Vertrauen einerseits und den Gründen für die Änderung des EEG andererseits eine Abwägung vorzunehmen.

Als Gründe für eine verpflichtende Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen könnten – auch im Hinblick auf die politisch initiierte und gestützte Energiewende – wegen des künftig prognostisch weiter steigenden Zubaus von fEE insbesondere die geänderten Erfordernisse an das Stromsystem angeführt werden. Mit einem steigenden Anteil dieser EE steigt der Bedarf an flexibel erzeugenden Anlagen, die bei geringer Sonneneinstrahlung bzw. Windstille den Energiebedarf decken oder bei einem Überangebot an Strom die Erzeugung drosseln können. Beide Belange, d. h. sowohl die Verhinderung überlasteter Stromnetze als auch die Versorgungssicherheit, stellen wichtige Gemeinwohlbelange dar.

Den vorstehenden Gründen für eine Änderung des EEG, durch die eine verpflichtende Flexibilisierung eingeführt werden würde, steht das Vertrauen der Anlagenbetreiber/-innen auf die Beibehaltung der gesetzlich definierten Amortisationsbedingungen für die Investitionen in Biogas-Anlagen gegenüber. Dieses Vertrauen ist in der Regel auch schutzwürdig. Zu beachten ist insbesondere, dass die Anlagenbetreiber/-innen wegen der hohen Investitionskosten bei einer – wie typischerweise – Finanzierung durch Dritte mit den Dritten vertraglich verbunden sein dürften. Auf diese Vertragsverhältnisse könnte eine nachträgliche Verschlechterung der Amortisationsbedingungen belastend „durchschlagen“: Die Anlagenbetreiber/-innen könnten die vertraglich festgelegten Rückzahlungen möglicherweise nicht mehr in der geschuldeten Höhe

²⁴⁵ Vgl. BVerfGE 30, 292 (316); 110, 226 (262); 113, 29 (53).

²⁴⁶ BVerfGE 100, 313 (375); 118, 168 (194 f.); BVerfG NJW 2008, 822 (829).

²⁴⁷ Zutreffend daher die Ausführungen bei Kahl, Hartmut (2013), S. 13.

²⁴⁸ BVerfGE 50, 217 (227); 118, 168 (195 ff.); BVerfG NJW 2008, 822 (829).

²⁴⁹ BVerfGE 13, 230 (236); 103, 197 (124); 117, 163 (182, 193 ff.).

²⁵⁰ BVerfGE 13, 97 (113); 113, 29 (54); 115, 166 (192).

bedienen, was sie in finanzielle und letztlich wirtschaftlich existenzielle Bedrängnis bringen könnte.

Wägt man die Gründe für die Änderung des EEG mit dem Vertrauen der Anlagenbetreiber/-innen ab, dürfte das Vertrauen aus folgenden Gründen als schützenswert überwiegen: Den künftigen Erfordernissen des Stromsystems dürfte mit Blick auf den Bedarf flexibel erzeugender Anlagen nicht umfassend Rechnung getragen sein, wenn durch eine verpflichtende Regelung alle Biogas-Bestandsanlagen beteiligt wären. Es wären wohl zahlreiche andere steuerbare Erzeugungsanlagen einzubinden, bspw. Konventionelle Gaskraftwerke. Die Anzahl der Biogas-Bestandsanlagen dürfte insoweit zu klein sein. Die mit dem Eingriff verbundenen Folgen für die Anlagenbetreiber/-innen wiegen demgegenüber sehr schwer. Mit diesem Argument sollen Biogas-Bestandsanlagen aber nicht aus einem eigenen Beitrag für die Flexibilisierung „entlassen“ sein. Ihre Beteiligung könnte über ein freiwilliges Anreizsystem hergestellt werden, das bei guter Ausgestaltung auch eine große Zahl an Biogas-Bestandsanlagen zu einer flexibilisierten Erzeugung „bewegen“ könnte. Mögliche Nachteile bei den Amortisationsbedingungen werden von den Anlagenbetreiber/-innen dabei einkalkuliert und bewusst hingenommen – ggf. unter einvernehmlicher Einbindung finanzierender Dritter. Das Verhältnis zwischen den Regelungserfolgen des Gesetzgebers einerseits und den Belastungen der Anlagenbetreiber/-innen andererseits scheint in dieser Konstellation eher gewahrt.

Daher wäre eine gesetzliche Änderung des EEG, die eine zwingende Flexibilisierung für Biogas-Bestandsanlagen anordnen würde, wohl unverhältnismäßig, weil nicht angemessen. Der Eingriff in Art. 14 Abs. 1 GG dürfte verfassungsrechtlich nicht gerechtfertigt sein; die Eigentumsfreiheit wäre verletzt.

Art. 12 Abs. 1 GG (Berufsfreiheit)

Nach Art. 12 Abs. 1 GG haben alle Deutschen das Recht, Beruf, Arbeitsplatz und Ausbildungsstätte frei zu wählen. Die Berufsausübung kann durch Gesetz oder auf Grund eines Gesetzes geregelt werden.

Fraglich ist, ob die Norm neben Art. 14 Abs. 1 GG als weiterer grundrechtlicher Prüfungsmaßstab herangezogen werden kann. Teilweise wird vertreten, dass lediglich Art. 14 Abs. 1 GG zur Anwendung kommen könne, soweit – wie hier angenommen – rückwirkende Eigentumspositionen betroffen sind.²⁵¹ Auch sonst wird zum Verhältnis beider Grundrechte vertreten, die Eigentumsgarantie schütze das Erworbenes bzw. das Ergebnis einer beruflichen Betätigung, während die Berufsfreiheit den Erwerb bzw. die Betätigung selbst schützt.²⁵² Diese schlagwortartige Abgrenzung dürfte angesichts vielgestaltiger Sachverhalte aber nicht zu durchweg überzeugenden Abgrenzungsvorgängen führen. Es dürfte daher nicht ausgeschlossen sein, Art. 14 Abs. 1 GG auch neben Art. 12 Abs. 1 GG zur Anwendung bringen zu können.²⁵³

Soweit dem gefolgt werden sollte, bildet der Beruf den jeweils zentralen Bezugspunkt des von Art. 12 Abs. 1 GG geschützten Lebens- und Sachbereichs.²⁵⁴ Ein Beruf ist jede auf dauerhaften

²⁵¹ Vgl. Kahl, Hartmut (2013), S. 7.

²⁵² BVerfGE 95, 173 (187 f.); Sachs, in: Sachs, Michael (Hrsg.) (2009), Art. 12 Rn. 196; Klinski, Stefan (2009), S. 24.

²⁵³ Sachs, in: Sachs, Michael (Hrsg.) (2009), Art. 12 Rn. 197.

²⁵⁴ In persönlicher Hinsicht können sich von den natürlichen Personen nur Deutsche i. S. d. Art. 116 Abs. 1 GG auf das Grundrecht berufen. Für juristische Personen wird der persönliche Anwendungsbereich über Art. 19 Abs. 3 GG

Erwerb gerichtete Tätigkeit, die der Schaffung und Erhaltung einer Lebensgrundlage dient.²⁵⁵ Das Grundrecht schützt in sachlicher Hinsicht neben der freien Berufswahl gleichermaßen die freie Berufsausübung.²⁵⁶ Für natürliche Personen, die Biogas-Bestandsanlagen betreiben und dies dauerhaft zur Schaffung und Erhaltung einer Lebensgrundlage tun, könnte der sachliche Schutzbereich des Art. 12 Abs. 1 GG eröffnet sein. Gleiches dürfte im Ergebnis für juristische Personen des Privatrechts gelten.²⁵⁷

Eine Änderung des EEG, die verpflichtend einen flexibleren Einsatz der Biogas-Bestandsanlagen bezwecken würde, könnte die Berufsfreiheit beeinträchtigen. Die Änderung ließe zwar die Freiheit unberührt, den Beruf eines Biogas-Anlagenbetreibers auszuüben. Sie würde weder rechtlich den Zugang zu diesem Beruf beschränken noch faktisch dessen sinnvolle Ausübung unmöglich machen.²⁵⁸ Da aber die Stromerzeugung und -einspeisung im Vergleich zur bestehenden Rechtslage wohl nicht mehr uneingeschränkt möglich wären, könnte die Freiheit der Anlagenbetreiber/-innen tangiert sein, ihren Beruf und die damit im Zusammenhang stehende Fahrweise der Biogasanlage nach den eigenen Vorstellungen ausüben und gestalten zu können.²⁵⁹ Es würde damit eine Berufsausübungsregelung vorliegen.²⁶⁰

erweitert: Danach gelten die Grundrechte auch für inländische juristische Personen, soweit sie ihrem Wesen nach auf diese anwendbar sind.

²⁵⁵ BVerfGE 97, 228, 252 f.; 102, 197, 212.

²⁵⁶ BVerfGE 7, 377; 97, 228, 252 f.; 102, 197, 212.

²⁵⁷ Für juristische Person des Privatrechts schützt Art. 12 Abs. 1 i. V. m. Art. 19 Abs. 3 GG die Freiheit, eine Erwerbszwecken dienende Tätigkeit zu betreiben – etwa ein Gewerbe –, soweit die Tätigkeit ihrem Wesen und ihrer Art nach in gleicher Weise von einer juristischen wie von einer natürlichen Person ausgeübt werden könne (BVerfGE 30, 292, 312; 65, 196, 209 f.; 74, 129, 148 f.; 105, 252 (265); 106, 275 (298)). Letzteres dürfte für den Betrieb von Biogasanlagen zu bejahen sein.

²⁵⁸ BVerfGE 30, 292 (313).

²⁵⁹ Ob eine Änderung des EEG final-unmittelbar und imperativ auf eine Beeinträchtigung der Berufsausübungsfreiheit zielt, kann offen bleiben. Denn ein Grundrechtseingriff liegt auch dann vor, wenn staatliches Handeln dem Einzelnen ein Verhalten, das in den Schutzbereich eines Grundrechts fällt, ganz oder teilweise unmöglich macht, gleichgültig, ob diese Wirkung final oder unbeabsichtigt, mittelbar oder unmittelbar, rechtlich oder tatsächlich, mit oder ohne Befehl und Zwang erfolgt. Danach kann Gesetzen Eingriffsqualität zukommen, wenn sie – wie die Änderung des EEG – primär oder gleichrangig einen anderen Zweck als den einer Berufsausübungsregelung verfolgen, dabei jedoch faktisch-mittelbare Beeinträchtigungen auslösen. Die Beeinträchtigungen sind – wie bereits dargelegt – bei den Biogas-Anlagenbetreibern darin zu sehen, dass sie ihre Anlagen nicht mehr ohne Einschränkungen „fahren“ können. Der Änderung des EEG dürfte somit zumindest eine objektiv-berufsregelnde Tendenz zukommen.

²⁶⁰ Zwar kann auch eine Berufsausübungsregelung in ihrer wirtschaftlichen Auswirkung einer Zulassungsbeschränkung nahekommen und damit die Freiheit der Berufswahl beeinträchtigen; siehe BVerfGE 30, 292 (313 f.). Das ist jedoch nicht schon dann anzunehmen, wenn eine Änderung des EEG den aus der Ausübung des Berufs erzielten Gewinn soweit mindern würde, dass ein einzelner EEG-Anlagenbetreiber sich zur Aufgabe seines Berufs veranlasst sieht. Eine Verletzung des Rechts auf freie Berufswahl ist nur anzunehmen, wenn die betroffenen Berufsangehörigen in aller Regel und nicht nur in Ausnahmefällen wirtschaftlich nicht mehr in der Lage sind, den gewählten Beruf ganz oder teilweise zur Grundlage ihrer Lebensführung oder – bei juristischen Personen – zur Grundlage ihrer unternehmerischen Erwerbstätigkeit zu machen; vgl. BVerfGE 30, 292 (313 f.). Derartige Auswirkungen sind zu vermeiden; sie sind im Übrigen zurzeit auch nicht erkennbar. Dessen ungeachtet dürfte eine Beeinträchtigung der Berufsfreiheit dann zu verneinen sein, wenn Biogas-Anlagenbetreiber einen freiwilligen

Fraglich ist, ob sich ein Eingriff in die Berufs(-ausübungs-)freiheit verfassungsrechtlich rechtfertigen ließe.²⁶¹ Hierbei ist u. a. wiederum der sog. Grundsatz der Verhältnismäßigkeit zu wahren.²⁶²

Die Freiheit der Berufsausübung kann beschränkt werden, wenn der Gesetzgeber damit sachgerechte und vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls verfolgt.²⁶³ Bei der Intention des Gesetzgebers, vollständig regelbare EEG-Erzeugungsanlagen durch die Bereitstellung von Flexibilität an die künftigen Erfordernisse des Stromsystems heranführen zu wollen, dürfte es sich um sachgerechte und vernünftige Erwägungen des Gemeinwohls handeln.

Da die Regelungsziele des Gesetzgebers denjenigen entsprechen, die bereits bei der Prüfung der Eigentumsgarantie erörtert wurden, dürfte die Verhältnismäßigkeitsprüfung unter entsprechender Berücksichtigung der dort angestellten Überlegungen zu entsprechenden Ergebnissen führen. Daher wäre eine gesetzliche Änderung des EEG, die eine zwingende Flexibilisierung für Biogas-Bestandsanlagen anordnen würde, wohl wiederum unverhältnismäßig, weil nicht angemessen. Der Eingriff in Art. 12 Abs. 1 GG dürfte verfassungsrechtlich ebenfalls nicht gerechtfertigt sein; die Berufsfreiheit wäre damit ebenfalls verletzt.

Art. 2 Abs. 1 GG (Allgemeine Handlungsfreiheit)

Ob eine Änderung des EEG mit dem Grundrecht der allgemeinen Handlungsfreiheit aus Art. 2 Abs. 1 GG vereinbar wäre, bedarf nach den vorstehenden Ergebnissen keiner eigenständigen Prüfung. Wenigstens ein Schutzbereich der bereits geprüften Grundrechte aus Art. 12 Abs. 1 GG bzw. Art. 14 Abs. 1 GG dürfte berührt sein. Damit ist Art. 2 Abs. 1 GG hier als allgemeines

Wechsel in ein geändertes Förderregime vollziehen sollten. Ein solcher freiwilliger Wechsel dürfte dem Staat nicht zugerechnet werden können.

²⁶¹ Dazu müsste die Änderung des EEG den Gesetzesvorbehalt in Art. 12 Abs. 1 GG verfassungskonform konkretisieren. Das Grundrecht der Berufsfreiheit steht unter einem einfachen Gesetzesvorbehalt. Sowohl die Berufswahl als auch die Berufsausübung können durch oder auf Grund eines Gesetzes geregelt werden. Entgegen des Wortlauts wird der Regelungsvorbehalt in Art. 12 Abs. 1 Satz 2 GG damit wie bei der Bestimmung des Schutzbereichs auf beide Alternativen erstreckt; BVerfGE 7, 377 (401 ff.); 54, 237 (246). Eine verfassungsgemäße Einschränkung der grundrechtlichen Freiheit setzt somit zunächst eine gesetzliche Grundlage voraus, die in der Gestalt eines parlamentarischen Änderungsgesetzes vorliegen würde. Das Gesetz muss dem Bestimmtheitsgrundsatz genügen.

²⁶² Sachs, in: Sachs, Michael (Hrsg.) (2009), Vor Art. 1 Rn. 135. Der Grundsatz verlangt, den geschützten Freiheitsbereich des Einzelnen, die vom Gesetzgeber im Interesse der Allgemeinheit verfolgten Zwecke und die zu deren Erreichung eingesetzten Mittel so gegeneinander abzuwägen, dass die Auffassung des Grundgesetzes von der grundsätzlichen Stellung und Aufgabe des Menschen in Gesellschaft und Staat gewahrt bleibt; BVerfGE 30, 292 (315). Bei der Beurteilung, welche Maßnahmen zur Verwirklichung der Ziele geeignet und erforderlich sind, kommt dem Gesetzgeber ein weiter Einschätzungs- und Prognosespielraum zu; vgl. BVerfGE 25, 1 (12 f.); 103, 293 (307); 116, 202 (224). Im Falle unechter Rückwirkungen sind insbesondere die Grenzen zu beachten, die sich aus dem Grundsatz des Vertrauensschutzes ergeben. Sie sind erst überschritten, wenn die vom Gesetzgeber angeordnete unechte Rückwirkung zur Erreichung des Gesetzeszwecks nicht geeignet oder erforderlich ist oder wenn die Bestandsinteressen der Betroffenen die Veränderungsgründe des Gesetzes überwiegen; BVerfG, Beschl. v. 18.02.2009 – 1 BvR 3076/08 –.

²⁶³ BVerfGE 7, 377 (405 f.); 23, 50 (56); 30, 292 (316).

Freiheitsgrundrecht gegenüber den speziellen Freiheitsgrundrechten aus Art. 12 Abs. 1 GG sowie Art. 14 Abs. 1 GG subsidiär.²⁶⁴

Art. 3 Abs. 1 GG (Allgemeiner Gleichheitssatz)

Nach den bisherigen Ergebnissen der grundrechtlichen Prüfung dürfte nur eine Regelung, die einen freiwilligen Wechsel in eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen anreizt, mit den sog. Freiheitsgrundrechten vereinbar sein.

Fraglich ist, ob – unabhängig von einer verpflichtenden Geltung der Flexibilisierung für Biogas-Bestandsanlagen oder der Ausgestaltung als freiwilliges „Wechselmodell“ – eine Betrachtung am Maßstab der sog. Gleichheitsgrundrechte zu einer vergleichbaren Bewertung führen würde.²⁶⁵ Denn die Regelung müsste in jeder Hinsicht verfassungsgemäß sein und insbesondere den allgemeinen Gleichheitssatz des Art. 3 Abs. 1 GG beachten.²⁶⁶

Nach Art. 3 Abs. 1 GG sind alle Menschen vor dem Gesetz gleich. Der Gleichheitssatz gebietet, Gleiches gleich, Ungleiches seiner Eigenart entsprechend verschieden zu behandeln.²⁶⁷ Die Bindungswirkung erfasst – der Regelung des Art. 1 Abs. 3 GG entsprechend – im Sinne einer Rechtsetzungsgleichheit auch den Gesetzgeber.²⁶⁸

Die Rechtssetzungsgleichheit könnte mit einer Gesetzesänderung des EEG zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen in zweifacher Hinsicht beeinträchtigt sein: Zum einen dürfte eine Ungleichbehandlung der EEG-Erzeugungstechniken vorliegen, da nur eine einzelne Technik für die Flexibilisierung herangezogen werden soll. Die Flexibilisierung soll nur den Biogas-Bestandsanlagen gelten, nicht aber bspw. auch Windenergieanlagen.

Diese Ungleichbehandlung dürfte sich aber verfassungsrechtlich rechtfertigen lassen. Aus dem allgemeinen Gleichheitssatz ergeben sich je nach Regelungsstand und Differenzierungsmerkmalen unterschiedliche Grenzen für den Gesetzgeber, die von gelockerten, auf das Willkürgebot beschränkten Bindungen bis hin zu strengen Verhältnismäßigkeitserfordernissen reichen können.²⁶⁹ Für die vorliegend zu beurteilende Differenzierung ist von einer strengeren Bindung des Gesetzgebers auszugehen, weil sich die Ungleichbehandlung auf die Ausübung grundrechtlich geschützter Freiheiten – hier in Gestalt der durch Art. 12 Abs. 1 GG geschützten freien Berufsausübung – nachteilig auswirken könnte.²⁷⁰ Nach allem wäre der Gleichheitssatz verletzt, wenn zwischen den Vergleichsgruppen keine Unterschiede von solcher Art und solchem Gewicht bestehen, die die Ungleichbehandlung rechtfertigen könnten. Es ist zu prüfen, ob der Gesetzgeber ein verfassungsrechtlich zulässiges Differenzierungsziel mit einem verfassungsrechtlich zulässigen Differenzierungskriterium verfolgt und zwischen beiden ein ausgeglichene

²⁶⁴ Sachs, in: Sachs, Michael (Hrsg.) (2009), Art. 2 Rn. 137, Kunig, in: v. Münch, Ingo/Kunig, Philip (Hrsg.) (2012), Art. 2 Rn. 88; Hofmann, in: Schmidt-Bleibtreu, Bruno/Hofmann, Hans/Hopfau, Axel (Hrsg.) (2011), Art. 2 Rn. 66.

²⁶⁵ Der Gesetzgeber hat sich zu dieser Frage bei der Einführung der Flexibilitätsprämie im EEG 2012 in seiner Gesetzesbegründung nicht geäußert; vgl. BT-Drs. 17/6071, S. 45, 52, 78, 81 f.

²⁶⁶ BVerfGE 25, 236 (251); 121, 317 (369); BVerfG NVwZ-RR 2012, 257 (258).

²⁶⁷ BVerfGE 103, 242, 258.

²⁶⁸ Sachs, in: Sachs, Michael (Hrsg.) (2009), Art. 3 Rn. 90 ff, Jarass, in: Jarass, Hans D./Pieroth, Bodo (Hrsg.) (2012), Art. 3 Rn. 1a.

²⁶⁹ BVerfGE 126, 400 (416); 127, 263 (280); BVerfG NVwZ-RR 2012, 257 (258).

²⁷⁰ BVerfG NVwZ-RR 2012, 257 (258); vgl. auch BVerfGE 121, 317 (370).

nes Verhältnis besteht.²⁷¹ Das Differenzierungsziel (bessere Bereitstellung von Flexibilität von EEG-Erzeugungsanlagen) und das Differenzierungskriterium (Beteiligung vollumfänglich steuerbarer Anlagen über eine verpflichtende Regelung oder ein freiwilliges Anreizinstrumentarium) dürften verfassungsrechtlich nicht zu beanstanden sein. Die Beschränkung auf vollumfänglich steuerbare EEG-Anlagen dürfte auch geeignet, erforderlich und insbesondere angemessen sein, da nur sie bei geringer Sonneneinstrahlung bzw. Windstille den Energiebedarf decken oder bei einem Überangebot an Strom die Erzeugung drosseln können.

Zum anderen dürfte eine Ungleichbehandlung aber darin zu sehen sein, dass von den vollumfänglich steuerbaren Anlagentechniken lediglich die Biogasanlagen-Technik den Anreizinstrumentarium unterfallen soll, nicht dagegen beispielsweise Deponiegasanlagen oder Anlagen zur Erzeugung von Strom aus fester Biomasse. Betreiber/-innen letztgenannter Bestandsanlagen könnten somit im Falle einer freiwilligen Anreizregelung nicht an möglichen wirtschaftlichen Vorteilen – etwa in Gestalt einer Prämie – partizipieren, die nur die Betreiber/-innen von Biogas-Bestandsanlagen im Falle eines flexibilisierten Betriebs erzielen könnten.

Welche Maßstäbe an eine mögliche verfassungsrechtliche Rechtfertigung dieser Ungleichbehandlung anzulegen sind, wurde bereits dargestellt.²⁷² Im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeitsprüfung dürften technische Gründe für einen Ausschluss der Anlagen zur Verstromung von fester Biomasse im Vergleich zu den Biogasanlagen sprechen. Biogasanlagen werden mit einem räumlich und zeitlich flexibler einsetzbaren Energieträger betrieben, so dass sie wohl das größere Potential für die Verlagerung der Stromerzeugung haben.²⁷³ Inwieweit sich dieses Argument auch einer Einbeziehung von (bspw. Deponiegasanlagen) entgegenhalten lässt, ist fraglich. Denn auch solche Anlagen dürften in technischer Hinsicht wohl grundsätzlich vergleichbare Dienste wie Biogasanlagen leisten können. Es scheint daher aus Gründen der Gleichbehandlung nicht ausgeschlossen, dass der Gesetzgeber auf diese Frage ein besonderes Augenmerk richtet. Unter Umständen sprechen andere gewichtige Gründe gegen die Einbeziehung von Anlagen, die andere gasförmige EE einsetzen (bspw. Deponiegasanlagen).

Im Ergebnis dürfte sich eine gesetzliche Änderung des EEG – ggf. je nach konkreter Ausgestaltung, etwa unter Einbeziehung von (bspw. Deponiegasanlagen) – mit Art. 3 Abs. 1 GG vereinbaren lassen.

4.4.2.4 Vereinbarkeit mit weiteren verfassungsrechtlichen Vorgaben

Weitere grundgesetzliche Vorgaben dürften keine besondere Prüfungsrelevanz aufweisen und bleiben daher außer Betracht.²⁷⁴

4.4.2.5 Zwischenergebnis

Das europäische Recht und das deutsche Verfassungsrecht stellen gleichermaßen Vorgaben auf, die für eine Einführung einer Regelung für eine flexibilisierte Fahrweise für Biogas-Bestandsanlagen beachtet werden müssen. Die Einhaltung sämtlicher Vorgaben sollte grund-

²⁷¹ Bei der Beurteilung, welche Maßnahmen zur Verwirklichung der Ziele geeignet und erforderlich sind, kommt dem Gesetzgeber ein weiter Einschätzung- und Prognosespielraum zu; BVerfGE 25, 1 (12 f.); 103, 293 (307); 116, 202 (224).

²⁷² Vgl. den vorletzten Absatz.

²⁷³ Siehe Lehnert, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 33i Rn. 9 mit Fn. 13.

²⁷⁴ So werden bspw. finanzverfassungsrechtliche Fragen nicht geprüft; siehe hierzu etwa Altrock/Oschmann, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), Einf. Rn. 50 ff.

sätzlich möglich sein, solange die Regelung als freiwilliges Anreizmodell ausgestaltet wird. Sollte eine Rechtsänderung hingegen zwingend auch Bestandsanlagen erfassen, dürfte sie aus Gründen des Vertrauensschutzes nur dann rechtlich zulässig sein, wenn sich die Amortisationsbedingungen für die Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber nicht verschlechtern würden. Nach Ansicht der Gutachter dürfte sich eine Flexibilisierung des Betriebs von Biogas-Bestandsanlagen allerdings wohl kaum ohne eine Verschlechterung der Amortisationsbedingungen umsetzen lassen. Schließlich empfiehlt es sich dringend, die Entwicklung der beihilferechtlichen Bewertung zum aktuellen oder zu einem künftigen EEG-Fördermechanismus auf der europäischen Ebene zu beobachten und ggf. in die inhaltliche Gestaltung von Rechtsänderungen des EEG einzubeziehen.

4.4.3 Anwendung der rechtlichen Vorgaben auf die (verbliebenen) Reformmodell-Vorschläge

Die vorstehenden unions- und verfassungsrechtlichen Koordinaten müssten von den aktuell in der (Fach-)Öffentlichkeit diskutierten Reformmodell-Vorschlägen beachtet werden, wenn sie sich neben einer technischen, wirtschaftlichen sowie ökologischen Betrachtung auch aus Rechtsgründen als verfolgenswert erweisen sollen.

Die Prüfung eines konkreten Reformmodellvorschlags am Maßstab der rechtlichen Vorgaben setzt voraus, dass der Vorschlag hinreichende Anknüpfungspunkte für eine rechtliche Umsetzung seines Inhalts enthält, die dann einer rechtlichen Bewertung unterzogen werden könnten. So könnten in einem Vorschlag beispielsweise einzelne Normen benannt sein, die im Interesse der Reformziele in einer bestimmten Weise zu ändern wären. An diese Änderung wären die unions- und verfassungsrechtlichen Vorgaben anzulegen.

Fehlen demgegenüber hinreichende Anknüpfungspunkte, die eine rechtliche Bewertung zulassen würden, ließen sich lediglich die bereits benannten rechtlichen Koordinaten als abstrakte Maßstäbe wiederholen. Ob diese rechtlichen Vorgaben im Einzelnen gewahrt wären, ließe sich nicht beurteilen, sondern müsste im Zuge einer konkreten rechtlichen Umsetzung des jeweiligen Reformmodell-Vorschlags sichergestellt werden.

Betrachtet man die einzelnen Reformmodellvorschläge vor diesem Hintergrund, thematisieren alle bestimmte Aspekte, die auf die künftigen Erfordernisse des Strommarktdesigns bezogen werden können. Während einige Vorschläge detaillierter ausfallen und übergreifend mehrere Themenkomplexe abhandeln, konzentrieren sich andere auf einzelne spezielle Aspekte. Alle Vorschläge haben jedoch gemeinsam, dass sie durchweg bestimmte Reformziele formulieren. Dabei wird u. a. in eher abstrakter Weise die Forderung erhoben, sog. Kapazitäts- oder Leistungsmärkte einzuführen.²⁷⁵ Eine andere Forderung lautet, Strom aus Erneuerbaren Energien vollständig in den Strommarkt zu integrieren, etwa im Wege einer verpflichtenden Direktvermarktung. Teilweise finden sich Vorschläge, die unmittelbar einer flexibilisierten Fahrweise von Biogasanlagen gelten und eine Änderung der aktuellen „Band“-orientierten Fahrweise herbeiführen wollen²⁷⁶. Allerdings reichen diese Vorschläge - bei einer vereinfachten Betrachtung - nicht darüber hinaus, schlagwortartig die Ziele zu benennen. Es fehlen Ausführungen, wie die Vorschläge rechtlich umgesetzt werden sollen. Zwar liefern Äußerungen, die für eine Flexi-

²⁷⁵ BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2011), S. 34 ff.; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012), S. 46 ff.

²⁷⁶ Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hrsg.) (2012), S. 112 ff.; CDU/CSU/SPD (2013), S. 41; EUROSOLAR Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien e. V. (2013), Gliederungspunkt 2. a).

bilisierung eine Änderung des EEG-Rechtsrahmens verlangen²⁷⁷ oder die die Einführung eines eigenständigen Flexibilitäts- und Speichergesetzes fordern,²⁷⁸ erste dahingehende Anhaltspunkte. Eine dezidierte unions- und verfassungsrechtliche Bewertung kann daran allerdings nicht anknüpfen.

Daneben existieren Reformmodellvorschläge, die nicht nur Reformziele benennen, sondern auch deren rechtliche Umsetzung skizzieren. Schemenhafte Aussagen zur rechtlichen Umsetzung betreffen insbesondere das Vergütungssystem,²⁷⁹ teilweise bis hin zu bestimmten Vergütungssätzen.²⁸⁰ Grundlegende unions- oder verfassungsrechtliche Bedenken lassen sich für diese Vorschläge nicht verzeichnen, wobei aber einschränkend anzumerken ist, dass mangels detaillierter Ausführungen zur rechtlichen Umsetzung eine abschließende rechtliche Bewertung nicht möglich erscheint. Verwertbare oder zumindest weiterführende Aussagen lassen sich jedoch auch diesen Reformmodellvorschlägen nicht entnehmen. Es kann allenfalls bei einer allgemein gehaltenen Einschätzung bleiben: Soweit die Vorschläge und deren Umsetzung auch Biogas-Bestandsanlagen gelten sollen, ist bei einer unions- und verfassungsrechtlichen Bewertung das schützenswerte Vertrauen der Anlagenbetreiber/-innen in den Fortbestand des bestehenden Förderungsmechanismus als zwingende Grenze zu beachten. Eine verpflichtende Umsetzung der Vorschläge, die auch den Betrieb von Biogas-Bestandsanlagen umfassen würde, dürfte daher wohl scheitern, wenn mit der Rechtsänderung eine Beeinträchtigung der Amortisationsbedingungen einhergehen würde.

Diese Folge dürfte bei einem Reformansatz der Agora Energiewende ausgeschlossen sein. Danach soll für EEG-Anlagen, deren Stromproduktion steuerbar ist und die in Zeiten von hoher Residuallast gesicherte Leistung zur Verfügung stellen können – d. h. insbesondere Biogas/Biomethananlagen – jährlich eine auf 100 MW begrenzte Kapazitätsprämie zusätzlich zum Einspeisetarif ausgeschrieben werden, die jedoch den Wert von 500 €/kW nicht überschreiten soll.²⁸¹ Ein solches Modell dürfte am Maßstab der unions- und verfassungsrechtlichen Vorgaben keinen grundlegenden Bedenken unterliegen. Da allerdings nach den derzeitigen politischen Bekundungen frühestens im Jahr 2017 Ausschreibungsmodelle eingeführt werden sollen, dürfte dieser Vorschlag für die unmittelbar bevorstehende Novellierung des EEG wegen seines experimentellen Charakters noch keinen weiterführenden Ansatz darstellen.

4.5 Ergebnisse zur Reformmodellanalyse

4.5.1 Technische, ökonomische und ökologische Bewertung der Reformmodelle

Aus technischer, ökonomischer und ökologischer Sicht hat die Reformmodellanalyse gezeigt, dass sich drei grundsätzliche, systematische Reformansätze herauskristallisieren, um die Mobilisation der in Kapitel 2.2 und 2.3 beschriebenen Systemfunktionen von Bestands-Biogasanlagen anzureizen:

- Festlegung einer reinen Arbeitspreisvergütung und der Volllaststundenzahl

²⁷⁷ Greenpeace/Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) (2013), S. 5 f.

²⁷⁸ Steinbrück, Peer/Machnig, Matthias (2013), S. 2.

²⁷⁹ Agora Energiewende (Hrsg.) (2013), S. 7 ff.; Lackmann, Johannes (2013), Folie 12; GEODE (2013), S. 3 ff.

²⁸⁰ Welter, Philippe (2013), Folie 7.

²⁸¹ Agora Energiewende (Hrsg.) (2013), S. 14.

- Festlegung eines reinen Leistungspreises und ein fixes Verhältnis zwischen installierter Leistung und Jahresdurchschnittsleistung,
- Kombination von Leistungs- und Arbeitspreis – Beibehalten der Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012.

Die herausgearbeiteten Vor- und Nachteile dieser grundsätzlichen Reformierungsansätze zeigt folgende Tabelle.

Tabelle 5: Übersicht der Vor- und Nachteile der grundsätzlich-systematischen Reformmodellvorschläge

Reformmodell-Ansatz	Vorteile	Nachteile
Festlegung einer reinen Arbeitspreisvergütung und der Volllaststundenzahl	einfacher Ansatz, leicht zu verstehen, keine Berechnungen notwendig um die Förderhöhe zu ermitteln; Vergütung des Arbeitspreises ist ein bekannter Ansatz, analog der EEG-Regelungen der Jahre zuvor	es wird unflexibles Betriebsverhalten erwartet, da sich die vorgeschriebene maximale Volllaststundenzahl als das betriebswirtschaftliche Optimum rausstellt; dieser Sachverhalt erschwert es auf Veränderungen am Strom-, Regeleistungs- und Substratmarkt einzugehen; dadurch eingeschränkte Möglichkeiten auf Anforderungen des Energiesystems (RL) zu reagieren; die Strombörse als Erlösquelle verliert relativ als allgemeiner Angebots-Nachfrage-Indikator an betriebswirtschaftlichem Einfluss, da der Erlösanteil an der Strombörse an der erzeugten Energieeinheit gering ist
Festlegung eines reinen Leistungspreises und ein fixes Verhältnis zwischen installierter Leistung und Jahresdurchschnittsleistung	trotz neuem Ansatz verhältnismäßig leicht verständlich; keine ausführlichen Berechnungen der Förderhöhe notwendig	neues System, Änderung der Fördersystematik; die hohen Grenzkosten bei der Stromproduktion aus Biogas lassen einen Betrieb nur an wenigen Stunden im Jahr zu, d. h. der Anlagenbetrieb muss durch eine Mindestvolllaststundenzahl „angeordnet“ werden; die fixen Vorgaben schränken die Orientierung der Energiebereitstellung am allgemeinen Strombedarf, RL-Bedarf und Wärmebedarf ein; bei sehr geringer Auslastung der Anlagen sind sehr hohe Kapazitätzahlungen notwendig

Reformmodell-Ansatz	Vorteile	Nachteile
Kombination von Leistungs- und Arbeitspreis - Beibehalten der Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012	keine systematischen Änderungen zum bestehenden Anreizsystem; hoher Anreiz zur ständigen Anpassung und Optimierung der Betriebsweise unter Berücksichtigung von Strommarkt, SDL-Markt, Wärmemarkt und Substratpreisen	die bisherige Ausgestaltung der Flexibilitätsprämie orientiert sich an Biogasanlagen mit ca. 500 kW _{el} Bemessungsleistung. Insbesondere kleinere Anlagen haben keinen Anreiz zur Flexibilisierung; kaum Anreize zur Flexibilisierung von Abfallbiogasanlagen; die regional individuelle Biomasseverfügbarkeit wird nicht ausreichend berücksichtigt („Flächenkonkurrenzen“)

Grundsätzlich führt eine weitreichende Flexibilisierung einer Biogasanlage zu Mehrkosten durch z.T. zusätzliche oder weniger ausgelastete Anlagentechnik (z.B. BHKW-Leistung, IKT, Gasspeicher, Wärmespeicher, Fermenter) und auch durch Veränderungen im Anlagenbetrieb (z.B. Start-Stopp, Wartungskosten, Strombedarf usw.). Die zusätzlichen Kosten müssen durch höhere Erlöse abgedeckt werden. Die Erlöse bzw. die Vergütung pro produzierter Stromeinheit müssen entsprechend ausgestaltet sein. Die Kosten für eine bestimmte technische Flexibilität einer Biogasanlage sind im Grundsatz unabhängig vom unterstellten Anreizsystem. Welches Betriebsverhalten sich nach der Investition in die Flexibilisierung einstellt, ist wiederum stark vom Anreizmechanismus und der damit verbundenen betriebswirtschaftlichen Optimierung abhängig.

Alle drei beschriebenen grundsätzlichen Reformmodellansätze werden nicht dazu beitragen, das gesamte technische, ökonomische (betriebswirtschaftliche) und ökologische Potential zu mobilisieren. Sie geben aber Ansatzpunkte zur Lösung der im Status quo beschriebenen Hemmnisse und Herausforderungen. Ebenso stellen sie die Grundlage dar die formulierten Kernfragen zu beantworten. Die Vorschläge 1 und 2 sind noch nicht detailliert ausformuliert und können somit nur grundsätzlich beurteilt werden. Möglicherweise könnten Nachteile durch weitere Zusatzbedingungen behoben oder zumindest gemildert werden. Diese werden allerdings in diesem Vorhaben nicht erarbeitet.

Es zeichnet sich aus jetziger Sicht kein heraustretender Vorteil ab, die Finanzierung der Mehrkosten nur auf einen Arbeitspreis oder nur auf einen Leistungspreis zu stützen und die jetzige etablierte Systematik zu verlassen. Die Kombination der beiden Ansätze scheint deshalb weiterhin von Vorteil. Allerdings ergeben sich auch bei dem aktuell etablierten Ansatz der Flexibilitätsprämie (die Leistungs- und Arbeitspreis als Fördersystematik kombiniert) Herausforderungen und Hemmnisse. Die Flexibilitätsprämie führt aktuell nur bedingt zu Anreizen bei Bestandsanlagen, die Bemessungsleistung zu reduzieren und dadurch den Biomassebedarf in Regionen mit hoher Nutzungskonkurrenz abzusenken, oder den Biomassebedarf für die Biogasproduktion dahingehend anzupassen, dass dieser besser den Nachhaltigkeitsanforderungen entspricht. Ebenso adressiert die Flexibilitätsprämie nicht das Flexibilisierungspotential von kleineren Biogasanlagen, die deutlich unter 500 kW_{el} installierter Leistung liegen und ebenso wenig das Potenzial von Abfallbiogasanlagen oder älteren Anlagen (vor 2006). Zukünftige Einschränkungen bei der Einspeisung zusätzlicher Leistung in die Verteilnetze werden an dieser Stelle unberücksichtigt gelassen. Dieser Sachverhalt stellt den grundlegenden Bedarf einer Weiterentwicklung der aktuellen Rahmenbedingungen dar.

4.5.2 Rechtliche Bewertung der Reformmodelle

Betrachtet man die Reformmodell-Vorschläge aus rechtlicher Perspektive, lassen sich gleichermaßen unions- wie verfassungsrechtliche Vorgaben benennen, denen eine nationale Regelung

des Bundesgesetzgebers für einen flexibilisierten Einsatz von Biogas-Bestandsanlagen genügen müsste. Die Vorgaben dürften – je nach konkreter Ausgestaltung der Regelung – grundsätzlich zu wahren sein. Es hat sich allerdings herausgestellt, dass eine solche Rechtsänderung, die Biogas-Bestandsanlagen verpflichtend erfassen würde und die zugleich die Amortisationsbedingungen beeinträchtigen würde, mit den Grundrechten der Anlagenbetreiber/-innen nicht zu vereinbaren sein dürfte. Im Hinblick auf eine verfassungskonforme Ausgestaltung dürfte aus Gründen des Vertrauensschutzes eine Regelung vorzugswürdig sein, die den Anlagenbetreiber/-innen einen freiwilligen Wechsel in ein geändertes Fördermodell erlauben würde, den Wechsel aber nicht erzwingt.²⁸²

Eine – soweit möglich – Anwendung der unions- und verfassungsrechtlichen Vorgaben auf derzeitige Reformmodell-Vorschläge brachte mit Ausnahme der Vorgaben zum Vertrauensschutz keine weiterführenden Erkenntnisse. Soweit neben dieser Vorgabe auch die weiteren genannten rechtlichen Vorgaben gewahrt sind, dürften sich die einzelnen Vorschläge aus Rechtsgründen umsetzen lassen.

Dazu sei jedoch angemerkt, dass sich rechtliche Umsetzungsmöglichkeiten für eine Regelung zur flexibilisierten Fahrweise von Biogas-Bestandsanlagen von einem dahingehenden politischen Gestaltungswillen unterscheiden können. Selbst eine Lösung, die es den Betreiberinnen und Betreibern von Biogas-Bestandsanlagen auf freiwilliger Basis ermöglichen würde, in ein anderes Fördermodell zu wechseln, bedarf zunächst entsprechender politischer Mehrheiten, um in einem Gesetzgebungsverfahren umgesetzt werden zu können.

²⁸² So im Ergebnis auch VDMA Power Systems (2013), S. 7 ff.

5 Fördervorschlag

Mit dem Fördervorschlag werden auftragsgemäß Regelungen im EEG entworfen, die Anreize für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen setzen. Dabei werden die im Rahmen dieser Studie analysierten Hemmnisse und Herausforderungen (siehe Kapitel 3) einer Lösung zugeführt, die auch relevante Fördervorschläge für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen aus den aktuell diskutierten Reformmodellen für das EEG aufgreift (siehe Kapitel 4). Ebenso werden die in Kapitel 2.4 formulierten Kernfragen und Ankerkriterien berücksichtigt.

5.1 Grundsätzliche Überlegungen

Der weitaus größte Teil der Biogasanlagen in Deutschland wird heute noch unter Inanspruchnahme der fixen Einspeisevergütung (nach EEG 2000, 2004, 2009 und 2012) mit maximaler Anlagenauslastung in Grundlast betrieben. Demzufolge ist die vorhandene Verstromungskapazität der Anlagen auf einen Grundlastbetrieb ausgelegt. Die fixe Einspeisevergütung dieser Anlagen, die einen wirtschaftlichen Grundlastbetrieb ermöglicht, ist über einen Zeitraum von 20 Jahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres gesichert. Sehen Anlagenbetreiber/-innen nicht die Möglichkeit, mit einem flexiblen Betrieb höhere Gewinne zu erwirtschaften, werden sie nicht das Risiko eingehen, die Betriebsweise ihrer Anlage zu verändern. Dieses Verhalten wird auch durch Banken befürwortet, da sie ein Interesse daran haben, dass das Risiko der Kredittilgung gering bleibt.

Die Nutzung der beim Verstromungsbetrieb entstehenden Abwärme ist für Biogasanlagenbetreiber ein zentrales Thema. In den letzten Jahren sind viele Biogasanlagen um Wärmenutzungskonzepte erweitert worden. Die Einnahmen aus dem Wärmeverkauf und dem KWK-Bonus für den KWK-Strom halfen diesen Anlagenbetreiber/-innen, auf die gestiegenen (Biomasse-)Substratpreise oder zusätzliche Genehmigungsaufgaben zu reagieren und einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb weiter zu ermöglichen. Auch heute besteht noch bei vielen Anlagen das Potential, den Abwärmenutzungsgrad zu erhöhen.

Die Bereitschaft der Anlagenbetreiber/-innen, sich auf Änderungen des ursprünglichen Betriebskonzeptes einzulassen und ihre Anlagen zu flexiblen Anlagen umzubauen, ist vorhanden. Dies wird durch das wachsende Interesse an der Direktvermarktung des produzierten Stroms sowie der Bereitstellung von RL deutlich. Damit stellen sich die Anlagenbetreiber/-innen zunehmend den energiewirtschaftlichen Anforderungen an ihre Anlagen und verstehen sich nicht mehr nur als Lieferanten von Strom und Wärme, sondern immer mehr auch als Systemdienstleister. Trotz dieser Dynamik steht die Entwicklung noch am Anfang. Diese gilt es für einen weiteren Ausbau zu nutzen. Der Zeitpunkt scheint dafür sehr geeignet zu sein. Denn aktuell stehen viele Anlagenbetreiber/-innen vor der Entscheidung, ihre bestehende Biogasanlage zu modernisieren. So müssen z.B. bestehende BHKW und die Gasmembran nach ca. 7-10 Jahren Betriebszeit erneuert werden.

Neben dem gewünschten Effekt der besseren Integration von fEE in das Energieversorgungssystem bietet der flexible Anlagenbetrieb auch die Chance, die Effizienz der Anlage zu erhöhen und zu einer Entlastung von Flächennutzungskonkurrenzen in viehintensiven Regionen beizutragen. Es ist Ziel des Fördervorschlags, diese beiden Effekte zu berücksichtigen. Im Folgenden wird der Fokus auf die Weiterentwicklung der seit 2012 eingeführten und etablierten Förder-systematik der Flexibilitätsprämie gelegt. Dies hat den Vorteil, dass die Erfahrungen der Anlagenbetreiber/-innen, der Netzbetreiber und der finanzierenden Banken mit diesem Ansatz als gute Basis zur gezielten Weiterentwicklung genutzt werden können. Ebenso signalisiert der Gesetzgeber mit einer Weiterentwicklung des Ansatzes eine Kontinuität der Förderung. Pla-

nungssicherheit ist eine wichtige Voraussetzung für Investitionsentscheidungen und für relevante Veränderungen des Anlagenbetriebes.

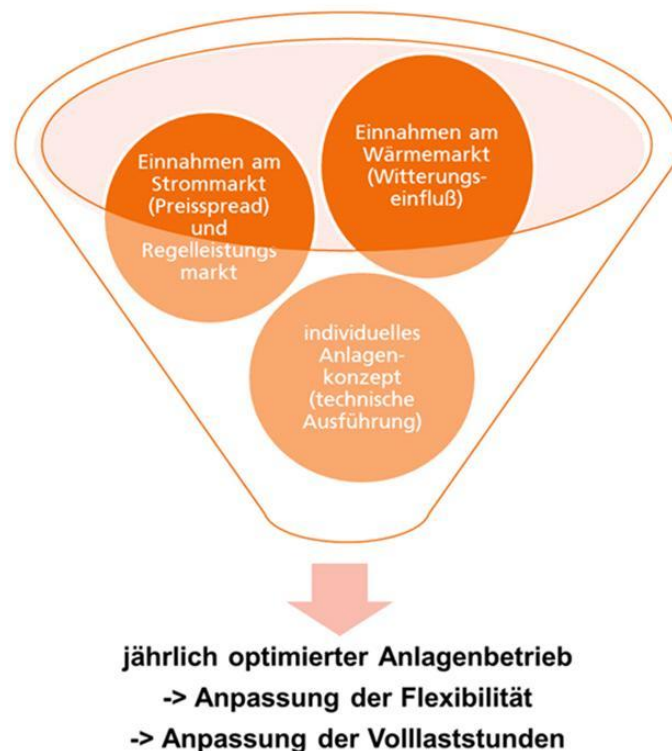
5.2 Prinzipieller Ansatz des Fördervorschlags

Die Flexibilitätsprämie wird in der Grundstruktur erhalten. Die Ermittlung der Zusatzkapazität (P_{Zusatz}), der Bemessungsleistung (P_{Bem}) und der installierten Leistung (P_{Inst}) bleiben weiter bestehen. Ebenso bleiben die eingeführten Grenzen und Anforderungen bestehen.

Um die Höhe der Flexibilitätsprämie nach dem EEG 2012 zu ermitteln, muss die im Sinne des Gesetzes anrechenbare Stromerzeugungskapazität zur Vergütungsermittlung berechnet werden. Die dafür notwendigen Informationen ergeben sich aus der installierten elektrischen Leistung am Anlagenstandort (P_{Inst}) („Typenschild“) und aus der im Kalenderjahr produzierten Strommenge, die durch geeichte Stromzähler festgestellt wird. Die Bemessungsleistung (P_{Bem}) ist im Unterschied zu P_{Inst} das Ergebnis aus der produzierten Strommenge bezogen auf die Jahrestunden (i.d.R. 8.760 h) und somit abhängig von der Betriebsweise der Anlage.

Die Anlagenbetreiber/-innen berücksichtigen bei der Betriebsweise und unter dem Einfluss der technischen Möglichkeiten der Biogasanlage, die Einnahmen durch den Strommarkt, den Systemdienstleistungsmarkt (z.B. RL-Markt) sowie die Einnahmen über den Wärmeverkauf.

Abbildung 19: Grundsätzliche Systematik und Einflussgrößen bei der Ermittlung und Optimierung der Betriebsweise einer flexiblen Biogasanlage, angereizt durch die Flexibilitätsprämie



Zur weiteren Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie wird die Bemessungsleistung durch einen Korrekturfaktor f_{Kor} (von 1,1 für Biogas) in ihrer Höhe angepasst, wodurch die Verfügbarkeit und Auslastung der Biogasanlage berücksichtigt werden. Wird von der installierten Leistung P_{Inst} die Bemessungsleistung, unter Berücksichtigung des Korrekturfaktors f_{Kor} abgezogen, ergibt sich die Zusatzkapazität P_{Zusatz} . Zur abschließenden Ermittlung der Zusatzkapazität gilt es, die vorgesehenen Randbedingungen zu berücksichtigen: Die Zusatzkapazität zur Berechnung der Vergütung ist dann Null, wenn die Bemessungsleistung kleiner als 20 % der in-

stallierten Leistung ist. Dadurch wird sichergestellt, dass es zu einer Mindestauslastung der Anlage kommt. Darüber hinaus wird die Zusatzkapazität zur Vergütungsermittlung auf 50 % der installierten Leistung begrenzt. Damit wird die maximale Vergütungshöhe bei einer bestimmten Anlagenleistung pro Jahr festgelegt. Die Flexibilitätsprämie wird allerdings dahingehend weiterentwickelt, dass diese prinzipiell für zwei Ansätze bzw. Fälle zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen angewendet werden kann. Es erscheint sinnvoll, den Anlagenbetreiber/-innen beide Ansätze als Optionen²⁸³ zur Verfügung zu stellen, damit diese entsprechend der individuellen Vorortgegebenheiten reagieren können.²⁸⁴ Die weiterentwickelten Förderansätze basieren auf Überlegungen aus der Reformmodellanalyse aus Kapitel 4, mit dem übergeordneten Ziel, die aufgezeigten Hemmnisse und Herausforderungen aus der Status-Quo-Analyse aus Kapitel 3 weitestgehend aufzulösen.

5.2.1 Vorschlag „NeuFlex“: Absenken der Bemessungsleistung bei konstanter installierter Leistung

Wird die Biogasproduktion z.B. über die Reduktion des Substrateinsatzes vermindert, entstehen an der Biogasanlage elektrische Überschusskapazitäten. Denn das vorhandene BHKW ist nun für die geringere Biogasproduktion überdimensioniert. Dies ermöglicht einen flexiblen Verstromungsbetrieb ohne Zusatzinvestitionen. Durch die verringerte Biogasproduktion wird auch die Stromproduktion entsprechend reduziert. Dementsprechend sinkt die Anlagenauslastung, die ursprünglich erforderlich war, um die Investitionen in die Biogasanlage zu refinanzieren. Um dennoch einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb darzustellen und damit eine Refinanzierung des ursprünglich getätigten Kapitaleinsatzes zu gewährleisten, müssen sich die Einnahmen je produzierter Stromeinheit erhöhen. Die geringere Auslastung der Biogasanlage kann durch die Zusatzerlöse am Strommarkt und durch die aktuell geltende Flexibilitätsprämie jedoch nur teilweise kompensiert werden. Deshalb wird diese Möglichkeit der Flexibilisierung des Verstromungsbetriebes im Moment nur in Ausnahmefällen praktiziert (z.B. in Regionen mit hohen Substratpreisen, einem Indikator für hohe Flächenkonkurrenz).

Um einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen trotz reduzierter Stromproduktion sicher zu stellen, werden zwei Maßnahmen vorgeschlagen und deren wesentliche Effekte aufgeführt:

5.2.1.1 Verlängerung des EEG-Vergütungszeitraums

Der Vergütungszeitraum dieser Biogas-Bestandsanlagen kann in Abhängigkeit von der Restlaufzeit im Grundlastbetrieb der individuellen Anlage „gestreckt“ werden. Durch diese Option kann für diese Anlage sichergestellt werden, dass während des gesamten Vergütungszeitraums die gleichen Strommengen produziert werden können, wenn auch über einen längeren Zeitraum als bislang im jeweiligen EEG vorgesehen.

²⁸³ Eine optionale Ausgestaltung ist auch aus Gründen des Vertrauensschutzes vorzugswürdig, (vgl. dazu 4.5.2).

²⁸⁴ Vgl. auch die Lösungsansätze, die u. a. in zwei Forschungsvorhaben erarbeitet worden sind. Es handelt sich zum einen um das Forschungsvorhaben „Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien“ zur Untersuchung der Direktvermarktungsoptionen des EEG im Auftrag des BMUB, durchgeführt durch das Fraunhofer IWES, das Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) und die Rechtsanwaltskanzlei BBH. Zum anderen handelt es sich um das Forschungsvorhaben „OptiKoBi2“ unter Förderung der Forschungszentrum Jülich GmbH, durchgeführt durch das IWES und das Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM). U. a. die Lösungsansätze dieser beiden Forschungsvorhaben dienen als Grundlage für die weiterführenden Überlegungen.

5.2.1.2 Anpassung der Flexibilitätsprämie

Die Höhe der Flexibilitätsprämie muss dennoch und ergänzend zur Verlängerung des Vergütungszeitraums im Vergleich zu ihrer Höhe im EEG 2012 angehoben werden. Nur dadurch kann ein wirtschaftlicher Betrieb der Biogasanlage mit reduzierter Auslastung möglich werden.

Die Effekte dieses Ansatzes sind wie folgt zu beschreiben:

- Die reduzierte Bemessungsleistung von Biogasanlagen führt zu einer Verminderung der Nachfrage nach Biomasse, was positive Effekte auf die Flächenkonkurrenz an Anlagenstandorten mit hoher Viehdichte oder starkem Marktfruchtbau erwarten lässt. Dies entspannt die Konkurrenzsituation zwischen Landwirten, die eine Biogasanlage betreiben und denen, die Marktfruchtbau betreiben²⁸⁵. Dies kann darüber hinaus sinkende Pachtpreise zur Folge haben, zumindest sinkt der Einfluss der energetischen Biomassenutzung auf die Pachtpreise und die Nutzungskonkurrenz.
- Durch die Reduktion der produzierten Strommenge wird auch die dabei entstehende Abwärmemenge reduziert. An Anlagen, die bisher nur einen geringen Abwärmennutzungsgrad hatten, würde dies den Nutzungsgrad relativ erhöhen, da geringere überschüssige Wärmemengen produziert werden. Dies führt zu einer Steigerung der Effizienz der Biogasverwertung und somit zu einer höheren energetischen Ausnutzung der eingesetzten Biomasse.
- Eine Reduzierung des Substrateinsatzes ermöglicht aufgrund des für die Substratmengen überdimensionierten Faulraumvolumens längere Verweilzeiten des Substrates im Faulraum. Prinzipiell führt dieser Effekt zu einem besseren Substratabbau und damit auch zu einer effizienteren Biomasseverwertung.²⁸⁶
- Das für die reduzierten Substratmengen überdimensionierte Faulraumvolumen ermöglicht es durch länger mögliche Verweilzeiten auch langsamer vergärbare Substrate zu nutzen.²⁸⁷ Dadurch vergrößert sich das einsetzbare Substratspektrum.

Die Vergütung der produzierten Stromeinheit – die spezifische Vergütung – wird sich erhöhen, weil sich die spezifische Einspeisevergütung von geringeren Strommengen pro Anlage aufgrund der EEG-Vergütungssystematik erhöht: Nach der Reduzierung der Bemessungsleistung wird die Biogasanlage zum einen wie eine kleinere Anlage behandelt. Zum anderen führt die Erhöhung der Kapazitätskomponente für diese Betriebsweise ebenfalls zu einer höheren spezifischen Vergütung.

²⁸⁵ Ebenso stellt sich in diesen Regionen die Ausbringung der vergorenen Substrate als Herausforderung und als Kostenposition dar. Auch hier bilden sich Konkurrenzsituationen zwischen dem Betrieb einer Biogasanlage und einem landwirtschaftlichen Betrieb mit reiner Viehhaltung. Auf diese Konkurrenzsituation wird in diesen Gutachten nicht weiter eingegangen, wenngleich die Absenkung der Bemessungsleistung ebenso zu einer Entspannung dieser Situation beiträgt.

²⁸⁶ Stark abhängig von den Einsatzstoffen und der erreichten Verweildauer, die durch das Anlagenkonzept realisiert wurde. Es ist zu erwarten, dass sich dieser Effekt besonders bei Anlagen mit relevantem Gülleanteil positiv auswirkt, da die Verweildauer der gleichzeitig eingesetzten Energiepflanzen in diesem Anlagentyp im Vergleich zu reinen Energiepflanzenanlagen verhältnismäßig niedrig ist.

²⁸⁷ Z.B. Blühstreifen, Wildkräuter, Straßenbegleitgrün, Landschaftspflegematerial, Einstreu, Festmist könnten dafür interessante Einsatzstoffe darstellen. Allerdings sind weiterführende Untersuchungen notwendig um das Potential zu beschreiben.

Die jährliche EEG-Umlage wird durch die Umsetzung dieses Anlagenkonzeptes, bezogen auf die Bestandsanlagen, tendenziell dennoch entlastet: Die Einsparungen aufgrund der insgesamt wendiger produzierten und vergüteten Strommengen wirken dem Effekt der gestiegenen spezifischen Vergütung entgegen. Gleichzeitig steigen die absoluten jährlichen EEG-Förderkosten über die Betriebszeit der Anlage allerdings insgesamt etwas an.

Da die Stromerzeugungskapazität nicht vergrößert wird, ist der Ansatz NeuFlex und die damit verbundene Betriebsweise insbesondere an Standorten interessant, an denen eine Erweiterung der Erzeugungskapazität nur bei sehr hohen Netzanschlusskosten (zum nächsten Netzverknüpfungspunkt) realisiert werden kann.

Die Verlängerung des EEG-Vergütungszeitraums reizt auch zur Flexibilisierung von Anlagen an, die vor 2006 in Betrieb gegangen sind. Denn bei diesen Anlagen könnte der zehnjährige Förderzeitraum für die Flexibilitätsprämie in ihrer bisherigen Form bzw. in Form von *StandardFlex* und *StandardFlexPlus* nicht ausgeschöpft werden, da der Vergütungszeitraum vorher endet. Dies gilt nur für die Flexibilisierung nach *NeuFlex*.

Die Verlängerung des EEG-Vergütungszeitraums kann, neben der Flexibilisierung an sich, zu weiterem Anpassungsbedarf bei der Finanzierung führen. Die Komplexität der Finanzierung nimmt deutlich zu. Darüber hinaus gilt es zu bewerten, in wie weit die einzelnen Anlagenbestandteile für eine Verlängerung der Betriebszeit, wenn auch gleichbleibenden Vollbetriebsstunden, geeignet sind. Ebenso gilt es, mögliche Auswirkungen auf Garantien und Gewährleistung zu prüfen.

5.2.2 Vorschlag „StandardFlex“: Erhöhung der installierten Leistung bei gleichbleibender Bemessungsleistung (Anpassungen zum EEG 2012)

Soll die produzierte Strommenge gegenüber der alten Betriebsweise gleich bleiben, müssen zusätzliche Stromerzeugungskapazitäten (und Gasspeicherkapazitäten) installiert werden, um die Stromerzeugung am Strombedarf ausrichten zu können. Erst die beschriebenen Zusatzinvestitionen ermöglichen es den Anlagenbetreiber/-innen, den Strom bedarfsorientiert zu produzieren. Bei einer geringen Stromnachfrage bzw. während Niedrigpreisphasen an der Strombörse können die nach wie vor kontinuierlich erzeugten Biogasmengen nahezu verlustfrei gespeichert werden, bis diese in Hochpreisphasen durch die zusätzlichen Kapazitäten verstromt werden. Die technische Ausrüstung der Biogasproduktionsanlage bleibt in großen Teilen unverändert, ebenso der Biomassebedarf. Dieser kann in Abhängigkeit der realisierten (elektrischen) Wirkungsgradsteigerung durch die Kapazitätserhöhung sogar etwas fallen. Der Kapitaldienst zur Refinanzierung der Biogasproduktionsanlagen und der ursprünglichen Stromerzeugungsleistung erfolgt weiterhin über die produzierte Strommenge. Die Strommenge bleibt in diesen Überlegungen gleich. Die durch die Vergrößerung der Stromerzeugungskapazität, durch eine Erweiterung der Gasspeicher, etc. bedingten Zusatzinvestitionen²⁸⁸ müssen über die Zusatzerlöse am Strommarkt und durch die Flexibilitätsprämie gedeckt werden. Die jährliche Belastung der EEG-Umlage erhöht sich um die jährlichen Aufwendungen für die Flexibilitätsprämie.

²⁸⁸ An manchen Anlagen muss die Gasführung, Gastrocknung und Gasreinigung angepasst werden. Ebenfalls kann es für die weitere Optimierung sinnvoll sein, das Anlagenkonzept mit einer neuen Steuerungs- und Regelungstechnik auszustatten. Die Fermentertechnik bleibt i. d. R. gleich.

Um die Refinanzierung der zusätzlichen Investitionen zu erreichen, ohne dass zusätzliche Biomasse am Anlagenstandort benötigt wird, werden folgende Maßnahmen vorgeschlagen (unter Beibehaltung der Grundstruktur der Flexibilitätsprämie):

5.2.2.1 Einführung einer maximal zulässigen Bemessungsleistung

Nach der Flexibilisierung wird in Abhängigkeit von der am Anlagenstandort vorgefundenen maximalen Bemessungsleistung eine maximal zulässige Bemessungsleistung vorgegeben. Für Anlagen, die nach dem 31.12.2011 in Betrieb gegangen sind, wird 90 % der installierten Leistung als Bemessungsleistung herangezogen.

5.2.2.2 Grundsätzlich Beibehaltung der Höhe der Kapazitätskomponente

Für einen Großteil der Anlagen ist die Kapazitätskomponente von 130 €/kW_{el} auskömmlich.²⁸⁹

5.2.2.3 Aber: Erhöhung der Kapazitätskomponente bei Kleinanlagen (*StandardFlexPlus*)

Betreiberinnen und Betreiber kleiner Anlagen mit bis zu 150 kW_{el} Bemessungsleistung²⁹⁰ können nur in seltensten Fällen die Anlagen flexibel, am Strombedarf orientiert betreiben bzw. flexibilisieren. Um diese Anlagengröße ebenfalls in diese Betriebsweise zu führen, die für das gesamte Energiesystem vorteilhaft ist, ist ein Aufschlag auf die Kapazitätskomponente zur Abdeckung von Mehrkosten zielführend.

Die Effekte des Ansatzes *StandardFlex* bzw. *StandardFlexPlus* sind wie folgt zusammen zu fassen:

- Eine „gedeckelte“ Bemessungsleistung führt zu einer Begrenzung des Biomassebedarfs für den zukünftigen Betrieb der Bestandsanlagen auf dem vorhandenen Niveau. Der Biomassebedarf wird somit in der maximalen Höhe „eingefroren“.
- An Anlagenstandorten mit geringerer Nutzungskonkurrenz der eingesetzten Substrate (insbesondere Mais) mit anderen Nutzungsalternativen besteht der Anreiz, die Biogasproduktion weiter effizient auszulasten und den Strom zukünftig flexibel zu erzeugen. Der eingesetzte Energiemais kann in manchen Regionen weiter zu einer Auflockerung der Fruchtfolge führen.²⁹¹
- Die Anlage, die das Betriebskonzept nach *StandardFlex* nutzt, kann weiterhin hohe Wärmemengen erzeugen und den damit verbundenen Verpflichtungen nachkommen. Der hohe KWK-Anteil bleibt erhalten.
- Die Erhöhung der Kapazitäten der Stromerzeugungsanlagen führt in der Regel zu einem höheren Wirkungsgrad. Die eingesetzte Biomasse wird dadurch effizienter genutzt.
- Die Anlage erhöht zum einen die gesicherte Leistung für das Energiesystem, zum anderen kann sie ihre Kapazität für Systemdienstleistungen, insbesondere als RL (positive und negative RL) anbieten. Dies hat den Effekt, dass konventionelle Kraftwerke

²⁸⁹ Bezogen auf die zusätzlich installierte elektrische Leistung, welche über einen Zeitraum von 10 Jahren gezahlt wird.

²⁹⁰ Die installierte Gesamtleistung von Biogasanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 150 kW_{el} beträgt ca. 160 MW_{el} (Stand 2012); Daniel-Gromke, Jacqueline (2014).

²⁹¹ Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Forsten, Umwelt und Naturschutz (Hrsg.) (2011).

zunehmend „verdrängt“ werden bzw. stillgelegte Kapazitäten zumindest zum Teil ersetzt werden können.

- Die spezifischen Kosten der Stromproduktion sind im Vergleich zur *NeuFlex*-Betriebsweise geringer. Die Mehrkosten für die Flexibilisierung, die Bereitstellung der höheren gesicherten Leistung und RL sind verhältnismäßig niedrig.
- Die Kapazitätserweiterung führt zu einer Anpassung der Erzeugungsanlagen an die Bestimmungen der Mittelspannungsrichtlinie und den möglichen Anforderungen an die Blindleistungsbereitstellung.

5.2.3 Flankierung der aufgezeigten Förderungsvorschläge

Aus Sicht der Gutachter und zur Sicherstellung einer weitgehenden Inanspruchnahme der vorgestellten Anreizinstrumente bzw. Förderungsvorschläge, sollten diese durch weitere Regelungen flankiert werden:

5.2.3.1 Möglichkeit zur Eigenstromnutzung in Höhe von 15 %

Die Regelung beinhaltet, dass bis zu 15 % des in der Anlage erzeugten Stroms nicht direkt vermarktet werden muss. Dieser Anteil an Strom kann z. B. selbst verbraucht werden. Denkbar ist aber auch, dass der Strom an Dritte „vor“ dem Netz für die allgemeine Versorgung geliefert wird. Es müssen also letztlich nur mindestens 85 % des produzierten Stroms direkt vermarktet werden, um die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie zu erfüllen. Zur Berechnung der Flexibilitätsprämie wird dennoch die insgesamt in der Anlage produzierte Strommenge herangezogen. Denn die Bemessungsleistung bezieht sich auf die gesamte in der Anlage produzierte Strommenge. Diese flankierende Regelung reizt insbesondere den flexiblen Betrieb von Biogas-Bestandsanlagen an, die organische Abfälle und Reststoffe einsetzen und im Vergleich zu landwirtschaftlichen Biogasanlagen einen höheren Eigenstrombedarf aufweisen.²⁹² Ein Verkauf dieser Strommengen im Wege der sog. kaufmännisch-bilanziellen Weitergabe nach § 8 Abs. 2 EEG 2012 ist bei solchen Konzepten in der Regel wirtschaftlich nicht sinnvoll. Denn die Kosten für den Bezug von entsprechenden EEG-Ersatzstrommengen übersteigen die Einnahmen aus dem Verkauf dieser vor dem Netz für die allgemeine Versorgung verbrauchten Strommengen. Bestehende Konzepte, die entsprechend konzipiert sind, müssen damit nicht umgestellt werden, um die Flexibilitätsprämie zu erhalten. Die Möglichkeit, den Eigenstrombedarf (teilweise) zu decken, ohne den Strom zwingend direkt zu vermarkten, erhöht somit den Anreiz zur bedarfsorientierten Strombereitstellung. Im Übrigen könnte der Strom auch von einem Dritten verbraucht werden, wenngleich bei diesem für die Flexibilitätsprämie unschädlichen Fall der Direktvermarktung ein gewisser Vermarktungsaufwand zu erwarten sein dürfte. Eine weitere Anhebung des zulässigen Eigenverbrauchs bzw. der Direktvermarktung über 15 % wird nicht empfohlen. Die Gefahr, dass die Optimierung der Stromerzeugung sich nach dem Eigenverbrauch und nicht nach dem allgemeinen Strombedarf ausrichtet, steigt mit dem zulässigen Prozentanteil und die Preissignale, die durch die Börse gesetzt werden, nehmen an betriebs-

²⁹² Biogasabfallvergärungsanlagen weisen, bezogen auf ihre gesamte Stromerzeugung aus Bioabfällen, prozessbedingt einen Strombedarf von z.T. 30 % und höher auf. Um diesen Bedarf zu decken kann, je nach Optimierungsstrategie des/der Anlagenbetreibers/in, der Strom aus dem öffentlichen Netz oder anlagenintern bezogen werden. Zur Minimierung der betriebsgebundenen Kosten der Bioabfallvergärungsanlagen sind deshalb die Bezugskosten für den gelieferten Strom, sowie die anzusetzenden EEG-Vergütungssätze für den in den Anlagen erzeugten Strom entscheidend. Wenn die Förderung nach dem EEG unterhalb der Bezugskosten für den gelieferten Strom liegt, dann ist der Eigenstrombezug attraktiver.

wirtschaftlichem Einfluss ab. Im Ergebnis könnte die geförderte Betriebsweise dann doch in Phasen hoher PV- und Windstrommengen erfolgen, wenn gerade der Eigenstrombedarf in dieser Zeit hoch liegt. Die vorgeschlagenen 15 % stellen aus Sicht der Gutachter einen geeigneten Kompromiss dar. Die Alternative wäre die Kapazitätskomponente zu erhöhen und die Deckung des Eigenbedarfs weiter als nicht zulässig einzustufen.

5.2.3.2 Lockerung des Nawaro-Ausschließlichkeitsprinzips

Die Instrumente zur Flexibilisierung der Fördervorschläge *NeuFlex* und *StandardFlex* sollten mit der Lockerung des strengen Nawaro-Ausschließlichkeitsprinzips verbunden werden. Dadurch besteht für die Anlagenbetreiber/-innen die Möglichkeit, die Diversität der Einsatzstoffe um Reststoffe zu erweitern. Durch den Einsatz dieser weiteren Stoffe besteht die Möglichkeit, auf Mais als bevorzugte Energiepflanze zu verzichten ohne den Nawaro-Bonus zu verlieren.

5.2.3.3 Erweiterung der Möglichkeiten zur Wahl des Netzverknüpfungspunktes

Anlagenbetreiber/-innen wird die Möglichkeit eingeräumt, den bestehenden Verknüpfungspunkt zu wählen. Ist für die Einspeisung des Stroms nach der Flexibilisierung ein Netzausbau am bestehenden Netzverknüpfungspunkt erforderlich, kann dies möglicherweise dazu führen, dass der Anschluss am gesetzlichen Verknüpfungspunkt mit hohen Kosten für die Anlagenbetreiberin bzw. den Anlagenbetreiber verbunden ist. Zwar kann dies abgewendet werden, indem ein Wunsch auf Nutzung des bestehenden Verknüpfungspunktes geäußert wird. Ist dies jedoch mit nicht unerheblichen Mehrkosten für den Netzbetreiber verbunden, ist diese Wahl rechtsmissbräuchlich. Mit einem nunmehr eröffneten einseitigen Verzicht der Anlagenbetreiberin bzw. des Anlagenbetreibers auf Netzausbau und dem Einbau von technischen Einrichtungen nach § 6 Abs. 1 EEG kann der bestehende Netzanschluss genutzt werden. Dies ist besonders für Anlagen mit *StandardFlex* von Interesse.

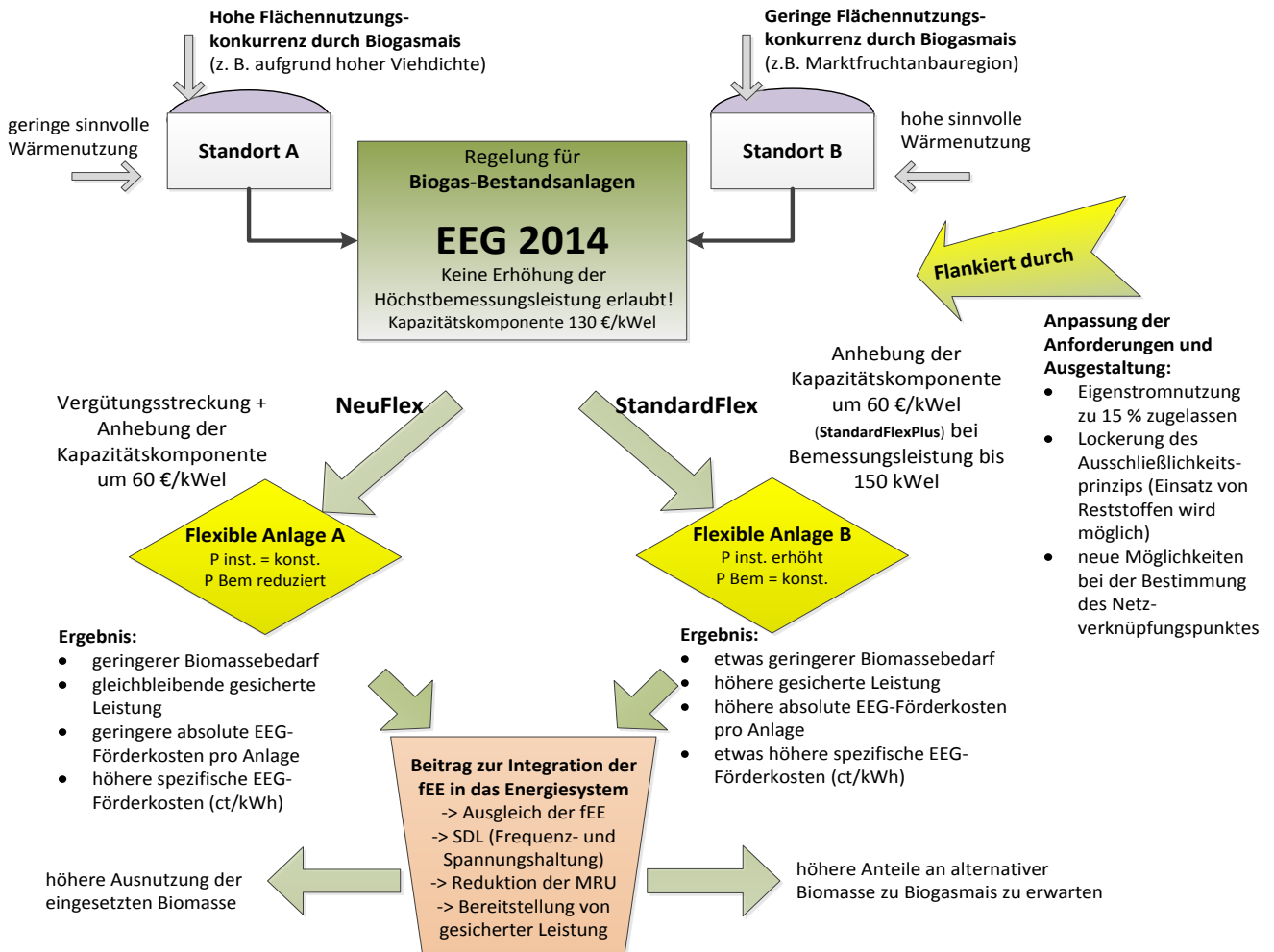
5.2.4 Zusammenfassung und wesentliche Effekte des Fördervorschlags

Die Entscheidung, welches Anlagenkonzept - *NeuFlex* oder *StandardFlex* - mit welchen flankierenden Maßnahmen von Anlagenbetreiber/-innen umgesetzt wird, erfolgt aus betriebswirtschaftlichen Erwägungen heraus. Diese sind unter den beschriebenen Rahmenbedingungen stark von Substratpreisen, Substratverfügbarkeit, Substratzusammensetzung, Wärmelieferverpflichtung, Anlagenkonzeption, Netzanschlussbedingungen und Anlagengröße abhängig. Insbesondere in Regionen mit hohen Substratpreisen kann davon ausgegangen werden, dass tendenziell der Förderansatz *NeuFlex* umgesetzt wird.

In beiden Fördervorschlägen werden die Strommengen dann gezielt zu Hochpreiszeiten - in Abhängigkeit von den technischen Möglichkeiten der Anlage - produziert. Durch die Reduktion der Stromproduktion mittels Biogas in den Zeiten mit geringer Residuallast erhöht sich tendenziell der Wert des Stromes aus Wind und PV, was wiederum positive Effekte auf die EEG-Umlage erwarten lässt. Ebenso führen die eingespeisten Strommengen in Hochpreiszeiten zu einer Dämpfung sehr hoher Strompreise.²⁹³ Abbildung 20 fasst die vorangegangenen Ausführungen zusammen.

²⁹³ Fraunhofer IWES (2013).

Abbildung 20: Graphische Darstellung des Reformvorschlags für die Weiterentwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biogas-Bestandsanlagen auf Grundlage des durch das EEG 2012 eingeführten Mechanismus (Flexibilitätsprämie)



Generell lassen sich mehrere Effekte beschreiben, die für beide Wege der Flexibilisierung der Biogas-Bestandsanlagen zusammenfassend gelten. Diese Effekte beruhen auf der Annahme, dass mit dem vorgelegten Vorschlag eine hohe Durchdringung der Flexibilisierung des Anlagenbestandes gelingt. Die Einschätzung kann aus Sicht der Gutachter eingenommen werden, da durch das vorgeschlagene Maßnahmenpaket für viele der individuellen Biogas-Bestandsanlagen eine betriebswirtschaftliche Lösung gefunden werden kann. Diese Lösungen sind dann mit einer Flexibilisierung der Stromerzeugung verbunden. Die Anlagen, die nicht von den vorgeschlagenen Anreizen Gebrauch machen, verbleiben in der Grundlastherzeugung.

Folgende Effekte, die sich durch die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen ergeben, lassen sich ableiten:

- Die flexible Stromproduktion mittels Biogas aus Bestandsanlagen und die damit verbundene gesicherte Leistung führen zu einer Reduzierung des Bedarfs an fossiler Erzeugungsleistung und zur Reduzierung der Notwendigkeit, Strom zu speichern (z.B. in Pumpspeicherkraftwerken). Gleichzeitig werden Speicherverluste bei Energieumwandlungsprozessen verringert.

- Ab einem Anteil von den derzeit geplanten ca. 55 bis 60 % erneuerbaren Energien an der gesamten Stromversorgung im Jahre 2035 können darüber hinaus ebenso auch Stromüberschüsse vermieden werden, wenn die Betriebsweise der Biogasanlagen als treibhausgasmindernde Flexibilitätsoption diesem Szenario angepasst wird.²⁹⁴ Sollte der Netzausbau nicht wie geplant vorankommen, wird dieser Effekt schon eher eintreten.
- Nur bei einem flexiblen Betrieb der Stromerzeugung ist es möglich, dem Energiesystem positive RL in relevantem Umfang durch Biogasanlagen bereit zu stellen. Betreiber/-innen von Windenergieanlagen und PV-Anlagen wird dies nur durch Verzicht auf Stromerträge möglich sein.
- Eine hohe Durchdringung der Flexibilisierung ermöglicht es, vorhandene Effizienzsteigerungspotentiale in großem Umfang auszuschöpfen (Optimierung der Vermarktung, Verbesserung der Automatisierung der Anlage, Anpassung und Weiterentwicklung der BHKW-Technik).
- Größere Gasspeicherkapazitäten von mehreren Stunden, die aktiv als Puffer genutzt werden, führen dadurch, dass Überdruckventile und die Gasfackel weniger häufig zum Einsatz kommen, zu einer Reduzierung der Biogasverluste im regulären Anlagenbetrieb.
- Die Unterscheidung zwischen *NeuFlex* und *StandardFlex* führt i.d.R. nur an den Standorten zu einer Absenkung der Bemessungsleistung, an denen keine sinnvolle Wärmenutzung besteht. D.h., die Bemessungsleistung wird nur an den Standorten abgesenkt, an denen die eingesetzte Biomasse nicht effizient genutzt wird.
- Die zukünftig stärker werdenden Schwankungen der Strompreise über den Tag hinaus (z.B. im Wochenverlauf) machen den Einsatz von Biomasse mit unterschiedlich schneller Abbaubarkeit interessant für den Einsatz in Biogasanlagen. Dies kann eine Ausweitung des eingesetzten Substratspektrums ermöglichen und würde auch zu einer stärkeren Biodiversität auf landwirtschaftlichen Flächen und zur Ausweitung der energetischen Reststoffnutzung beitragen.

5.3 Der Fördervorschlag im Detail

5.3.1 Wirtschaftliche Betrachtung

Die wirtschaftliche Betrachtung der dargelegten Fördervorschläge umfasst sowohl deren Detaillierung, als auch die betriebswirtschaftliche Kalkulation anhand von Beispielanlagen. Ebenso werden die EEG-Umlagerelevanten Kosten pro Anlage anhand der Beispiele genannt. Dadurch ist es möglich, die Veränderung der Kosten für die EEG-Umlage abzuschätzen.

5.3.1.1 Vorschlag „NeuFlex“

Eine Reduzierung der Bemessungsleistung führt aufgrund der beschriebenen Zusammenhänge zu Mehrkosten für die Anlagenbetreiber/-innen, insbesondere durch die gleichbleibenden Kosten für die Finanzierung der Investitionen (kapitalgebundene Kosten). Diese Mehrkosten können durch einen Zuschlag auf die bestehende Flexibilitätsprämie und eine Vergütungszeitverlängerung kompensiert werden. Tendenziell führt dieser Ansatz zu einer Reduzierung der jährlichen EEG-Umlage, welche von dem Stromverbraucher getragen wird.

²⁹⁴ Holzhammer, Uwe/Nelles, Michael/Scholwin, Frank (2013).

Die mögliche Verlängerung gegenüber der derzeitigen Vergütungsdauer wird in diesem Ansatz auf maximal 10 Jahre begrenzt. Diese Verlängerung der Vergütungsdauer hängt letztlich von der Reduzierung der Bemessungsleistung ab. Die Verlängerung berechnet sich mittels der in der vergangenen Betriebszeit maximal erreichten Bemessungsleistung der Anlage (im Folgenden: Höchstbemessungsleistung). Im Ergebnis wird auf Basis dieser Bemessungsleistung die in der verbleibenden Vergütungsdauer voraussichtlich erzeugte Strommenge ermittelt. Diese Strommenge stellt die Grenze der Förderung für den produzierten Strom dar. Der Zeitraum, über den die Förderung in Form der Vergütung im Marktprämienmodell abgerufen werden kann, wird somit gedehnt, wobei die geförderte Strommenge gleichbleibt. Allerdings sind die Bemessungsleistungen bei Anlagen, die erst kurz vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, seit der Inbetriebnahme nicht aussagekräftig genug. Denn in der Regel hat die Biogasanlage ihre anvisierte Auslastung noch nicht erreicht. Deshalb sollte bei einer Inbetriebnahme nach dem 31.12.2010 auf die installierte Leistung abgestellt und hiervon ein Abschlag von 10 % in Ansatz gebracht werden. Entsprechendes gilt, wenn die installierte Leistung einer vor dem 01.01.2011 in Betrieb genommenen Anlage erhöht wird. Denn auch in diesem Fall kann die erreichte Bemessungsleistung möglicherweise noch nicht aussagekräftig sein. Sollte eine höhere Bemessungsleistung als die auf diese Weise errechnete Bemessungsleistung erreicht worden sein, wird diese herangezogen, wenn die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber dies nachweist.

Als Voraussetzung für die Inanspruchnahme der *NeuFlex* wird u.a. der nachweislich flexible Betrieb mit einer Bemessungsleistung von bis 75 %, bezogen auf die ermittelte Höchstbemessungsleistung, angesehen.

Die Anlage kann das flexible Betriebskonzept innerhalb ihrer verbleibenden Laufzeit mit einer Bemessungsleistung betreiben, die zwischen z.B. ca. 67,5 %²⁹⁵ (in Abhängigkeit der historischen Bemessungsleistung) und 20 % der installierten Leistung beträgt. Im Ergebnis variiert diese Anlage die VLH dann zwischen ca. 6.000 und 1.750 im Jahr. Die zur Berechnung der Flexibilitätsprämie festgelegte Kapazitätskomponente liegt in diesen Betriebsfällen um 60 €/kW_{el} installierter Leistung höher als im nachfolgenden *StandardFlex*-Fall, also bei 190 €/kW_{el}. Die Höhe der Kapazitätskomponente wurde mittels betriebswirtschaftlicher Analysen, angelehnt an VDI 2067, ermittelt. Nachfolgend werden die Annahmen und Ergebnisse noch näher aufgezeigt. Die maximale zusätzliche Leistung (P_{Zusatz}) zur Berechnung der Flexibilitätsprämie wird ebenfalls wie im nachfolgenden *StandardFlex*-Fall auf 50 % der installierten Leistung festgelegt, analog zum EEG 2012.

Der neue Vergütungszeitraum führt damit zu einer Verlängerung des Zeitraums, in dem die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen werden kann.

Die Herausforderung bei der Ermittlung der zusätzlich notwendigen Vergütung liegt in den sehr unterschiedlichen Anlagenkonzepten von Biogas-Bestandsanlagen und den damit verbundenen unterschiedlichen Vergütungsansätzen. Angefangen mit Anlagen, die mit niedrigeren Investitionen²⁹⁶ und dafür mit mehr betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten konzipiert wurden, bis hin zu Biogasanlagenkonzepten, die einen umgekehrten Ansatz verfolgten und durch höhere Investitionen in die Anlagentechnik die betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten so niedrig wie möglich zu halten versuchen. Darüber hinaus werden Biogasanlagen betrieben, die sich Zugang zu vielen Boni verschafft haben (z.B. Formaldehyd-, Gülle-, KWK-Bonus). Diese An-

²⁹⁵ 67,5 % = 90 % von P_{Inst} * 75 % von P_{Bem} .

²⁹⁶ Anlagen die z.T. mit hoher Eigenleistung des Landwirtes errichtet wurden.

lagen haben einen dementsprechend hohen Anreiz die Anlage weiter auf Volllast zu betreiben. Auch die Substratpreise als relevantester Kostenbestandteil der verbrauchsgebundenen Kosten spielen als Einflussgröße eine wichtige Rolle. Insgesamt muss die Anlage, unabhängig davon welches Konzept verfolgt wird, mit den möglichen Erlösen über die Vergütungsstruktur des für die Anlage gültigen EEG einen wirtschaftlichen Betrieb erreichen. Wird nun die Bemessungsleistung abgesenkt, spielt allerdings die weitere Tilgung des gebundenen Kapitals in Abhängigkeit des umgesetzten Anlagenkonzepts eine entscheidende Rolle. Die Flexibilitätsprämie bzw. die Kapazitätskomponente muss die zusätzlichen kapitalgebundenen Kosten, die nicht über die EEG-Vergütung gedeckt werden, kompensieren. Deshalb wird im Rahmen dieses Gutachtens ein Anlagenkonzept dargestellt, das versucht eine „Mittelwert“-Anlage abzubilden. Dabei wird auf Erfahrungswerte der Gutachter und auf Fachliteratur aufgebaut (z.B. KTBL Faustzahlen Biogas und FNR Biogasmessprogramm).

Nachfolgend wird aufgezeigt, dass diese Anlage durch den vorgestellten *NeuFlex*-Ansatz durch die Verlängerung der Vergütungsdauer und die Erhöhung der Kapazitätskomponente um 60 €/kW_{el} auf 190 €/kW_{el} (bezogen auf P_{Zusatz}) betriebswirtschaftlich in die Lage versetzt wird, die Anlage ohne den Zukauf von übermäßig teuren Substraten weiter zu betreiben. In den Berechnungen wurde die Opportunität mit 4 % Gesamtkapitalrendite und 42 €/t (FM) für 25 % Substrate angenommen. Gleichzeitig wurden dem flexiblen Betrieb und dem damit verbundenen Verzicht auf die Stromproduktion in Phasen mit sehr niedrigen Preisen eine Erlöserhöhung der an der Strombörse veräußerten Strommengen um 0,4 ct/kWh_{el} unterstellt.²⁹⁷ Die Anlagentechnik muss für die flexible Stromproduktion nicht wesentlich angepasst werden (z.B. wurden Gasspeicherkapazitäten als ausreichend unterstellt). Auch hier ist das Problem, dass dies nur für einen gewissen Teil der Anlagen zutrifft. Andere Anlagen müssen dafür in Gasspeicherkapazitäten investieren, um die unterstellten Erlöse am Strommarkt zu generieren. Der vorgeschlagene Wert für die Erhöhung der Kapazitätskomponente von 130 €/kW_{el} auf 190 €/kW_{el} ist bewusst konservativ gewählt worden. Die Gutachter sind der Meinung, dass mit darüber hinausgehenden Förderprogrammen auf die individuell notwendigen Anpassungen zur Flexibilisierung der Anlagen eingegangen werden kann. Die Vergütungsstruktur im EEG ist nicht in der Lage, alle möglichen Konstellationen ausreichend abzubilden. Das Spannungsfeld bewegt sich insbesondere im Anlagenbestand stark zwischen Unter- und Überförderung. Der Vorschlag versucht eine Überförderung weitestgehend zu vermeiden, aber trotzdem neue Anreize zu setzen.

Abbildung 21 beschreibt die veränderte Kostenstruktur, bezogen auf die jährlichen Kosten der Referenzbiogasanlage (P_{Bem}= 500 kW_{el}) und der gleichen Anlage mit abgesenkter Bemessungsleistung auf 75 % (375 kW_{el}) (Rahmenbedingungen siehe Tabelle 6). Die zusätzlich entstandenen Kosten werden über die *NeuFlex*-Prämie abgedeckt. Die etwas höheren Erlöse ergeben sich aus der 10-jährigen Laufzeit der Flexibilitätsprämie. Die Laufzeit der gesamten Anlage wird in dieser Betriebsweise von 10 Jahren Restlaufzeit auf ca. 13 Jahre und 4 Monate erweitert.

²⁹⁷ Abschätzung pauschaler Erlöse an der Strombörse basierend auf den Preisspreads 2013 bei 6 Stunden Speicherkapazität.

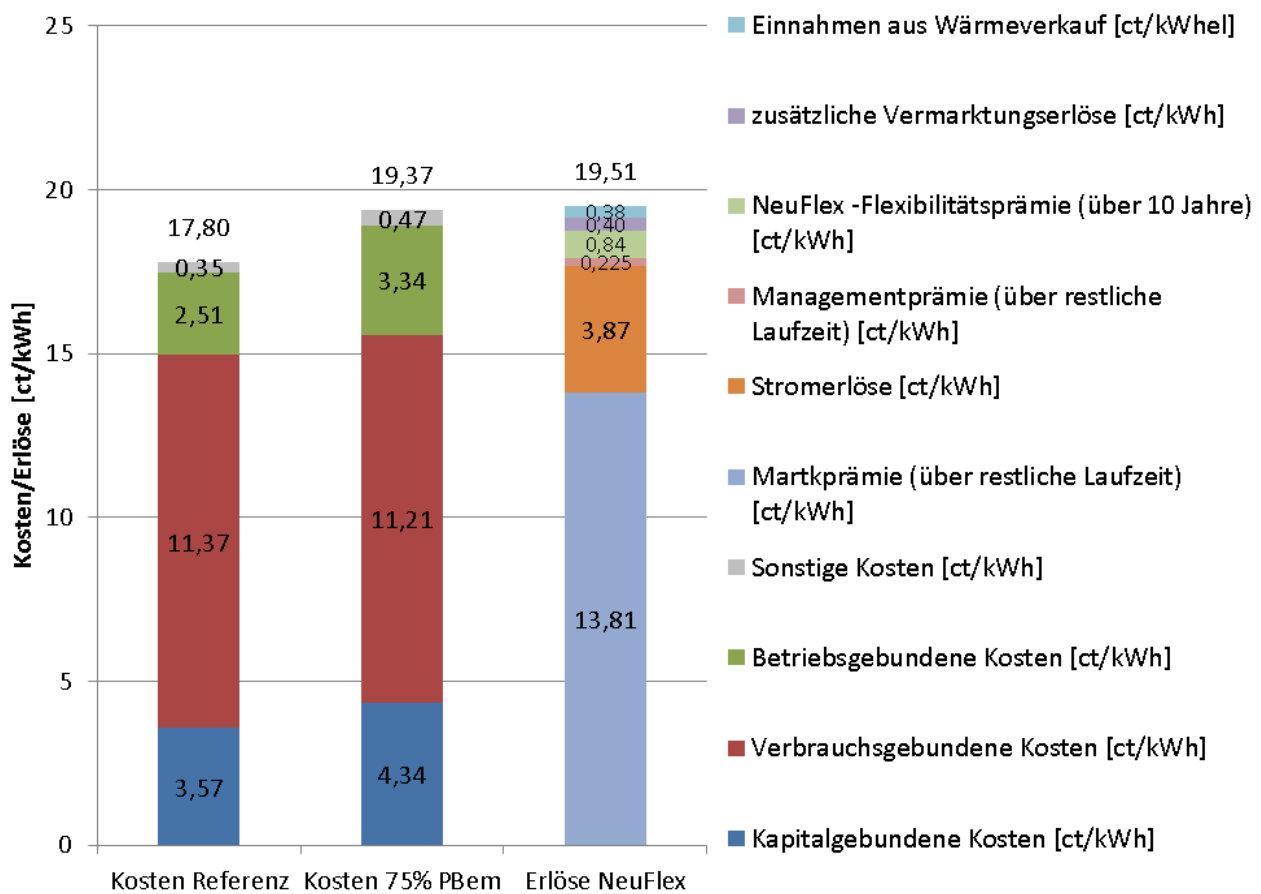
Tabelle 6: Rahmenparameter zur Bestimmung der Kosten- und Erlösstrukturen im *NeuFlex*-Betrieb²⁹⁸

Inbetriebnahmejahr	2005
Vergütung nach	EEG 2004 (Erhöhung der Grundvergütung nach EEG 2009)
Ursprünglich installierte elektrische Leistung	550 kW _{el}
Bemessungsleistung	500 kW _{el}
Absenkung der Bemessungsleistung auf	75 % der Referenz
Betrachtungszeitraum	23,3 Jahre
Wärmenutzung (bez. auf die produzierte Gesamtwärmemenge)	25 %
Vergütung der Wärmemenge (bez. auf die produzierte elektrische Energie)	0,2 ct/kWh _{el}
Gesamtkapitalrendite	7 % p. a.; abgesenkt auf 4 % p.a. aufgrund hoher Substratpreise
Fremdkapitalzinssatz	4 % p.a.
Eigenkapitalanteil	30 %
Durchschnittliche Substratkosten	32 €/t (FM) und 42 €/t (FM) frei Anlage ²⁹⁹
Preissteigerung Personalkosten	1,6 % p.a.
Preissteigerung BHKW	2 % p.a.
Preissteigerung Substrate	1,6 % p.a.
Umstellung auf flexiblen Betrieb nach	10 Jahren

²⁹⁸ Die Referenzanlage wurde so konzipiert, dass mit den Vergütungen nach dem EEG 2004 und den folgenden EEG ein wirtschaftlicher Betrieb mit ca. 7 % Gesamtkapitalrendite realisiert wird. Die genutzte Beispielanlage wurde 2005 in Betrieb genommen. Es handelt sich dabei um eine 550 kW_{el} Anlage, die mit einer Bemessungsleistung von 500 kW_{el} betrieben wird. Die Anlage setzt Energiepflanzen mit durchschnittlichen Substratkosten von 32 €/Tonne (FM) frei Anlage ein. Sie nutzt die Erhöhung der Grundvergütung durch das EEG 2009. Die Anlage weist nur einen geringen Wärmenutzungsgrad von 25 % der produzierten Wärme auf. Die Wärmenutzung wird nach wie vor mit 2 ct/kWh nach EEG 2004 vergütet, da – so die Annahme – nicht alle Effizienzkriterien für die Erhöhung auf 3 ct/kWh KWK-Bonus nach dem EEG 2009 eingehalten werden. Die Flexibilisierung führt zu einem gleichbleibenden prozentualen Wärmenutzungsgrad von 25 % der produzierten Wärmemenge. Die Wärmesenke kann durch den flexiblen Betrieb nicht mehr kontinuierlich versorgt werden (so die Annahme). Diese Versorgung könnte durch die Investition in Wärmespeichertechnologien i.d.R. weiter erhöht werden. Dies ist aus Effizienzgründen erstrebenswert. Es gilt an jedem Standort zu prüfen, in wie weit die Wärmeerlöse (inkl. KWK-Bonus) die zusätzlichen Investitionen rechtfertigen können. Dabei gilt es, mögliche Förderprogramme zu berücksichtigen. Diese Prüfung wurde im Rahmen dieses Gutachtens nicht vorgenommen.

²⁹⁹ Des Weiteren wird unterstellt, dass die Anlage mit stark steigenden Substratpreisen für einen Anteil von 25 % ihrer Einsatzstoffe konfrontiert ist. Die Anlage kauft diesen Anteil aus Substraten zu, deren langfristige Verträge nach 10 Jahren ausgelaufen sind. Die aufgerufenen Preise steigen auf knapp 42 €/t (FM) an. Würde die Anlage die Substrate für diese Preise beziehen, sinkt die Rendite auf 4 % ab. Die Anlage kann somit gerade noch die Fremdkapitalzinsen begleichen. Werden die Substrate nicht bezogen, kann die Kreditlinie nicht mehr bedient werden – es droht die Insolvenz.

Abbildung 21: Kosten- und Erlösstrukturen einer Biogas-Bestandsanlage bei Absenkung der Bemessungsleistung von 500 kW_{el} auf 75 % und einer NeuFlex-Prämie von 190 €/kW_{el} (bezogen auf P_{Zusatz})³⁰⁰



Ein weiteres Absenken der Bemessungsleistung lässt der Förderansatz bis auf 20 %, bezogen auf die installierte Leistung, zu. Anlagenbetreiber/-innen würden ein Absenken unter 75 % voraussichtlich dann vornehmen, wenn:

- der Anteil der teuren Substrate größer ist als 25 % und/oder
- die Kosten der Substrate höher liegen als die angenommenen 42 €/t (FM).

Die vorgeschlagene Erhöhung der Kapazitätskomponente von 60 €/kW_{el} (P_{Zusatz})³⁰¹ ist für eine weitere Absenkung sehr knapp bemessen. Dennoch bietet sie bis zu einem gewissen Grad die Möglichkeit, z. B. in Jahren mit schlechter Ernte und sehr hohen Preisen, die Bemessungsleistung abzusenken und diese in einem anderen Jahr „nachzuholen“. Allerdings wird diesen Anlagen, die sich für den *NeuFlex*-Ansatz entschieden haben, nicht mehr erlaubt, ihre Bemessungsleistung auf über 75 % (bezogen auf P_{Bem_Höchst}) zu erhöhen. Der Spielraum der Betriebsweise bewegt sich zwischen 6.000 VLH und 1.750 VLH. Die Entscheidung der Anlagenbetreiber/-innen wird unter Einbeziehung verschiedener betriebswirtschaftlicher Aspekte erfolgen:

- Substratpreise,
- technischer Zustand der Anlage (Reinvestitionszyklen),

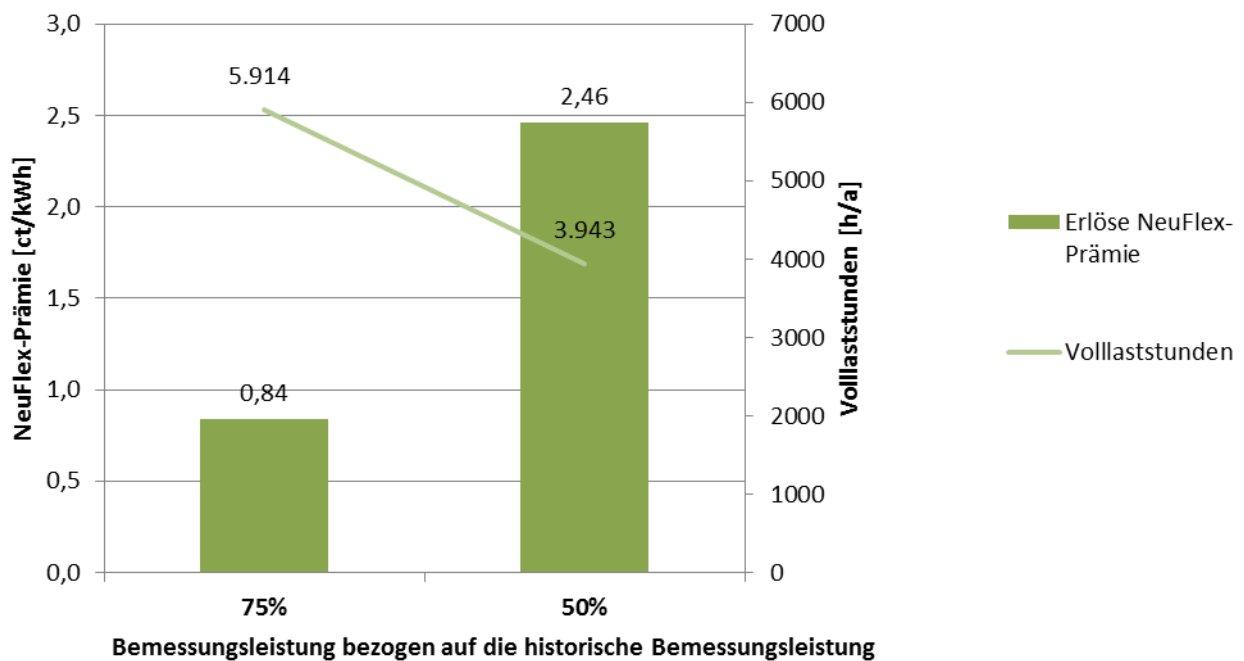
³⁰⁰ Angenommener Börsenstrompreis: 3,87 ct/kWh (Baseload) zur Ermittlung der Marktprämie. Orientiert sich an den Strompreisen 2013.

³⁰¹ Gegenüber der Kapazitätskomponente von 130 €/kW im EEG 2012.

- Wärmenutzungsmöglichkeiten und die
- Entwicklung der Preisspreads an der Strombörse.

Abbildung 22 zeigt beispielhaft die Vergütungssituation für die beschriebene Anlage, welche die Bemessungsleistung auf 50 % reduziert (im Vergleich zur Höchstbemessungsleistung von 500 kW_{el}). Die *NeuFlex*-Prämie wird über den Zeitraum von 10 Jahren gezahlt. Die Vergütungsdauer verlängert sich um 10 Jahre im Vergleich zur ursprünglichen Vergütungsdauer. Die Mehrerlöse über die Strombörse werden mit 0,6 ct/kWh_{el} angenommen. Dieser Betriebsfall ist für Anlagenbetreiber/-innen nur dann von Interesse, wenn ein großer Teil der Substratpreise enorm hoch und die möglichen Zusatzerlöse an der Strombörse lukrativ sind. Der vorgeschlagene Förderansatz bietet Anlagenbetreiber/-innen die Möglichkeit, darauf zu reagieren.

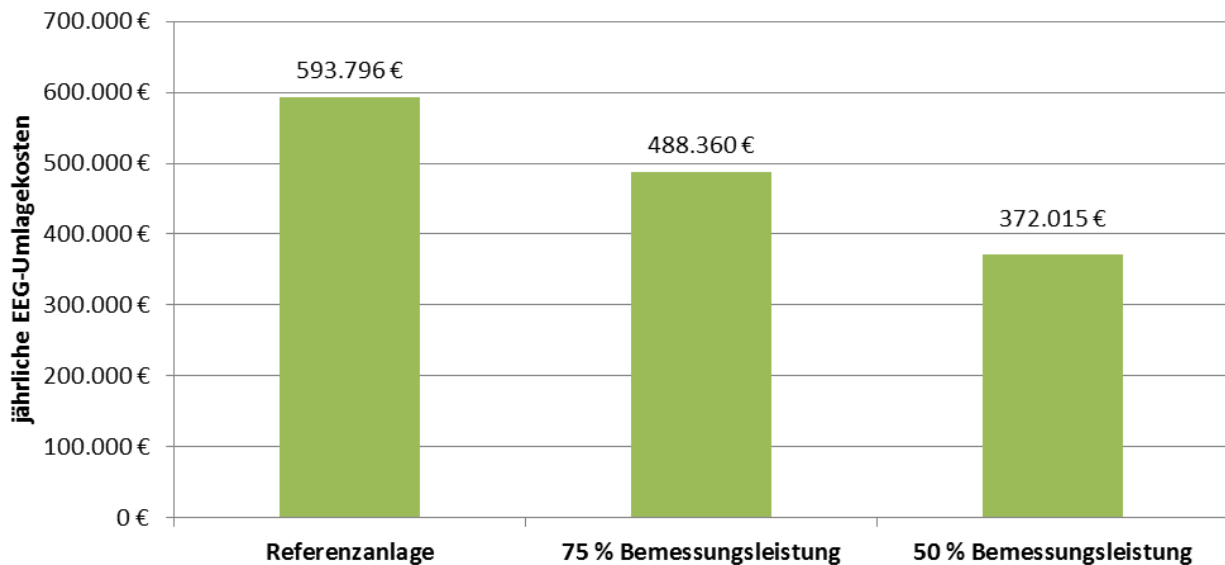
Abbildung 22: Spezifische Erhöhung der Vergütung durch den *NeuFlex*-Ansatz und der Kapazitätskomponente auf 190 €/kW_{el} in Abhängigkeit der Absenkung der Bemessungsleistung im Vergleich zur Höchstbemessungsleistung



Die Absenkung der Bemessungsleistung und die Inanspruchnahme der Kapazitätskomponente im *NeuFlex*-Fall führen zu einer anlagenspezifischen Reduzierung der EEG-umlagefähigen Kosten. Abbildung 23 verdeutlicht beispielhaft die Veränderung der absoluten jährlichen EEG-Förderkosten bei einer Absenkung der Bemessungsleistung auf 75 bzw. 50 % im Vergleich zur Referenzanlage. Die Referenzanlage wird in Grundlastfahrweise betrieben und der produzierte Strom mit einer fixen Einspeisevergütung nach dem EEG 2004 (unter Berücksichtigung der nachfolgenden EEG-Änderungen) in Höhe von 17,43 ct/kWh_{el} vergütet³⁰².

³⁰² Angenommener Börsenstrompreis: 3,87 ct/kWh (Baseload).

Abbildung 23: Vergleich der jährlichen EEG-Umlagekosten der gewählten Beispielanlage bei Nutzung der Kapazitätskomponente im *NeuFlex*-Ansatz in der Höhe von 190 €/kW



Wird die Auslastung der Biogas-Bestandsanlage, verglichen mit der Auslastung im Referenzfall, um 25 % reduziert, so ergeben sich bei den getroffenen Annahmen absolute EEG-Förderkosten pro Anlage von knapp 490.000 € pro Jahr. Dies entspricht einer Kosteneinsparung gegenüber der Referenzanlage um ca. 18 % bzw. von rund 105.000 € jährlich. Wird die Bemessungsleistung im betrachteten Modellfall um 50 % gesenkt, so entspricht dies einer Reduktion der spezifischen jährlichen EEG-Umlagekosten von ca. 37 % auf rund 372.000 € pro Jahr.

Auf Basis der modellhaften Berechnung für eine einzelne Anlage lässt sich insgesamt nur die tendenzielle Größenordnung der möglichen Begrenzung der absoluten jährlichen EEG-Umlagekosten bestimmen. Die absoluten EEG-Umlagekosten sind aus Sicht der Gutachter maßgeblich von dem Ausmaß der Inanspruchnahme durch die Biogasanlagenbetreiber/-innen und von der konkreten Ausgestaltung des Fördervorschlages abhängig und somit nur sehr begrenzt ermittelbar.

5.3.1.2 Vorschlag „StandardFlex“

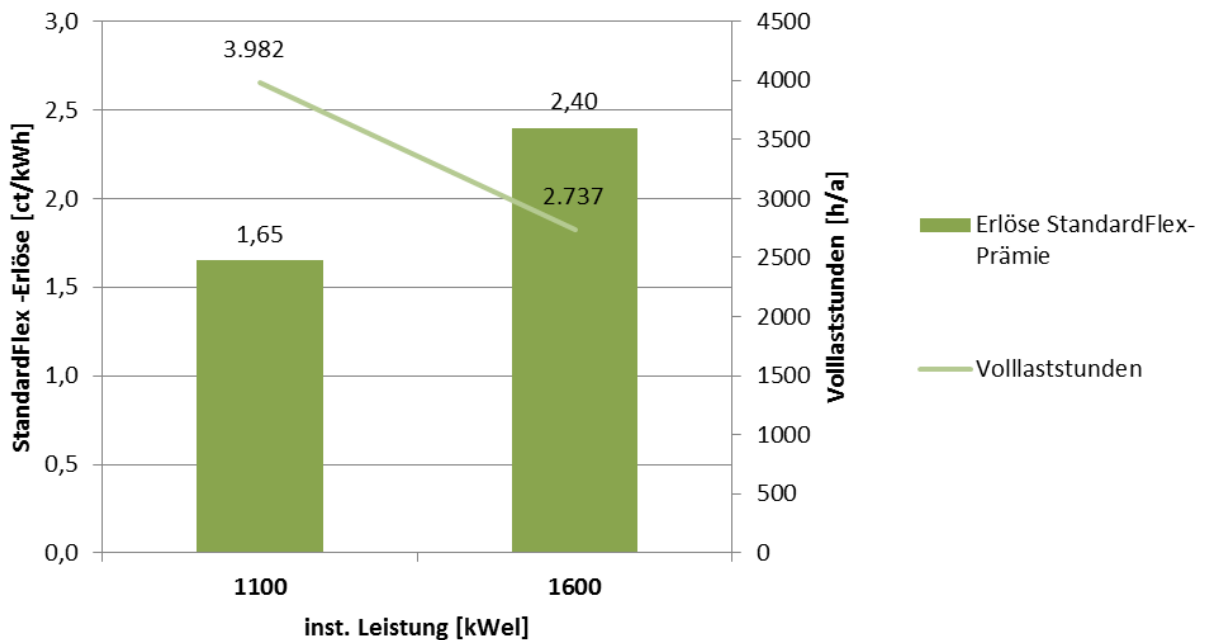
Die Regelungen zur Flexibilisierung sind sehr nahe an den Regelungen des EEG 2012 angelehnt. Die in diesem Gutachten als *StandardFlex* bezeichnete Flexibilisierungsmöglichkeit führt bei Bestandsanlagen, in Kombination mit der Anforderung, die Bemessungsleistung im flexibilisierten Betrieb nicht über die historische Höchstbemessungsleistung zu erhöhen, zu einer Reduzierung des Biomassebedarfs. Dies wird durch die Erhöhung der Leistung am Anlagenstandort und der damit verbundenen Wirkungsgraderhöhung und beschriebenen Effizienzsteigerungseffekten erreicht. Die Erhöhung des Wirkungsgrades macht sich insbesondere bei kleineren Anlagen noch stärker bemerkbar. Auf diesen Sachverhalt wird in diesem Kapitel später noch ausführlicher eingegangen. Es ist zu erwarten, dass die Anlagen, die sich dieser Flexibilisierung verschreiben, einen Optimierungsanreiz haben, die „erlaubte“ Bemessungsleistung so effizient wie möglich zu realisieren. Da der Biomasseinsatz als relevantester Kostenblock in der betriebswirtschaftlichen Kalkulation zu Buche schlägt, kann von einem sehr effizienten Einsatz ausgegangen werden. Die zusätzlich bereitgestellte Leistung kann durch die in Abbildung 24 beispielhaft dargestellten Erlöse für die *StandardFlex*-Prämie realisiert werden (siehe Rahmenbedingungen Tabelle 7). Das Beispiel zeigt die zusätzlichen spezifischen Mehrerlöse einer Biogasanlage mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung, wobei eine Kapazitätserhöhung in zwei

Fällen unterschieden wird (installierte Leistung 1.100 kW_{el} und 1.600 kW_{el}). Ebenso wird die damit einhergehende jährliche Volllaststundenzahl dargestellt.

Tabelle 7: Rahmenparameter zur Bestimmung der spezifischen Mehrerlöse im *StandardFlex*-Betrieb

Inbetriebnahmejahr	2005
Vergütung nach	EEG 2004
Ursprünglich installierte elektrische Leistung	550 kW _{el}
Bemessungsleistung	500 kW _{el}
Erweiterung der Erzeugungskapazität auf	1100 kW _{el} /1600 kW _{el}
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Wärmenutzung (bez. auf die produzierte Gesamtwärmemenge)	50 %
Vergütung der Wärmemenge (bez. auf die produzierte elektrische Energie)	0,75 ct/kWh _{el}
Gesamtkapitalrendite	7 % p.a.
Fremdkapitalzinssatz	4 % p.a.
Eigenkapitalanteil	30 %
Durchschnittliche Substratkosten	32 €/t (FM)
Preissteigerung Personalkosten	1,6 % p.a.
Preissteigerung BHKW	2 % p.a.
Preissteigerung Substrate	1,6 % p.a.
Umstellung auf flexiblen Betrieb nach	10 Jahren

Abbildung 24: Spezifische Mehrerlöse durch die *StandardFlex*-Prämie bei einer Biogas-Bestandsanlage mit einer festgeschriebenen Bemessungsleistung von 500 kW_{el} im StandardFlex-Betrieb am Beispiel einer Kapazitätserweiterung auf 1.100 kW_{el} und 1.600 kW_{el} und in Abhängigkeit der VLH

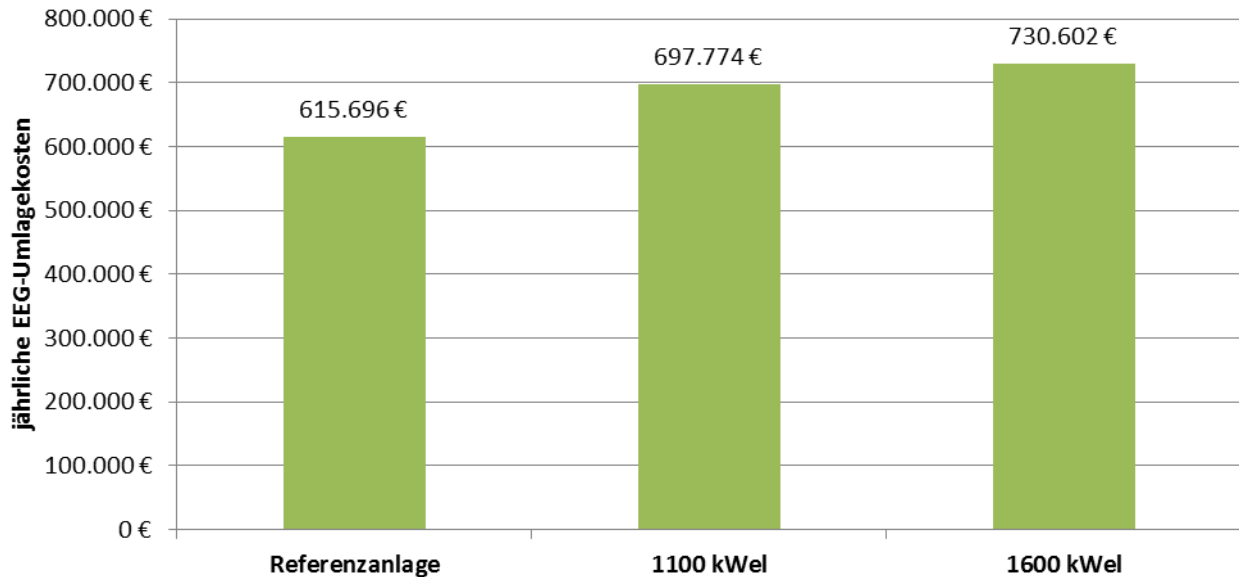


Bei der Flexibilisierung der Bestandsanlage wären somit, analog zu den Regelungen im EEG 2012, z.B. bei einer Erweiterung der installierten Anlagenleistung auf 1.100 kW_{el}, spezifische Mehrerlöse von 1,65 ct/kWh_{el} zu erzielen, wenn eine Reduzierung vom Volllastbetrieb auf ca. 4000 h/a stattfinden würde. Die Erlöse am Strommarkt werden mit 0,6 ct/kWh_{el} bei 3.982 VLS und 0,8 ct/kWh_{el} bei 2.737 VLS angenommen, Vermarktungskosten werden dabei als abgezogen unterstellt.

Andere Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Stromspeicher oder Power-to-Gas, bewegen sich in ähnlichen Kostenstrukturen oder darüber. Werden in relevantem Umfang Biogas-Bestandsanlagen flexibilisiert, so tritt die Notwendigkeit, andere Flexibilitätsoptionen umzusetzen dementsprechend später ein.

Die Erhöhung der Erzeugungskapazität und die Inanspruchnahme der *StandardFlex*-Prämie führen zu einer anlagenspezifischen Erhöhung der EEG-Umlagekosten. Abbildung 25 verdeutlicht beispielhaft die Veränderung der jährlichen EEG-Zahlungen bei einer Erhöhung der Anlagenkapazität auf 1.100 kW_{el} bzw. 1.600 kW_{el} (bei gleichbleibender Bemessungsleistung von 500 kW_{el}) im Vergleich zur Referenzanlage. Die Referenzanlage wird in Grundlastfahrweise betrieben und der produzierte Strom mit einer fixen Einspeisevergütung nach dem EEG 2004 (unter Berücksichtigung der nachfolgenden EEG-Änderungen) in Höhe von 17,93 ct/kWh_{el} vergütet.

Abbildung 25: Vergleich der jährlichen EEG-Umlagekosten der gewählten Beispielanlage mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung im *StandardFlex*-Fall bei Nutzung der Kapazitätskomponente in der Höhe von 130 €/kW_{el} (bezogen auf P_{Zusatz})



Wird die elektrische Erzeugungskapazität, im Vergleich mit der ursprünglich installierten Anlagenleistung der Biogas-Bestandsanlage, auf 1.100 kW_{el} bzw. 1.600 kW_{el} erhöht, so führt dies zu einer Erhöhung der EEG-Förderkosten um ca. 13 % bzw. 19 %.

In welcher Höhe die EEG-Umlage absolut durch die Flexibilisierung nach *StandardFlex* beeinflusst wird, ist wiederum stark von der Durchdringung, also von der Anzahl der Anlagen, die das Instrument nutzen, abhängig.

5.3.1.3 Kleine Biogas-Bestandsanlagen (StandardFlexPlus)

Wie aufgezeigt werden konnte, sind die Kosten für die Flexibilisierung von kleineren Anlagen höher als die Flexibilisierung von großen Anlagen (vgl. dazu 3.1.2.4). Um für kleinere Anlagen einen Anreiz zu setzen, eine Flexibilisierung vorzunehmen, wurde die Kapazitätskomponente für die Berechnung der Flexibilitätsprämie für Anlagen mit einer Bemessungsleistung von 150 kW_{el} um 60 €/kW_{el} gegenüber der Kapazitätskomponente von 130 €/kW_{el} erhöht. Die notwendige Erhöhung wurde anhand von betriebswirtschaftlichen Analysen nach VDI 2067 ermittelt.

Für die Berechnung einer Flexibilisierung einer Biogas-Bestandsanlage mit einer installierten elektrischen Leistung von 167 kW_{el} und der Erweiterung auf 310 kW_{el} bzw. 500 kW_{el} wurde eine Anlagenkonfiguration hinterlegt, die verhältnismäßig gute Bedingungen für die Flexibilisierung aufweist (siehe Tabelle 8). Die Bestandsanlage hat durch die Güllelagerkapazitäten, die abgedeckt sind, ausreichende Gasspeichervolumen für den flexiblen Betrieb des BHKW. Der Netzanschluss und der Transformator sind für eine Erweiterung ausgelegt und es sind keine zusätzlichen Investitionen notwendig. Die Flexibilisierung führt insbesondere durch die Mehrkosten des BHKW zu höheren Kosten. Gleichzeitig könnten relevante Wirkungsgradsteigerungen realisiert werden, die bei einer Festschreibung der Höchstbemessungsleistung zu einer Reduzierung der eingesetzten Substrate, insbesondere Energiemais, führt. Es ist auch eine weitere Erhöhung der Leistung denkbar. Dann sind allerdings Investitionen in Gasspeicher und Netzanschluss unausweichlich. Diese Investition könnte betriebswirtschaftlich getragen werden, wenn dem/den Anlagenbetreiber/-innen die *StandardFlexPlus*-Prämie zugestanden wird. Die Kosten-

und Erlössituation wird in Abbildung 26 dargestellt, und steht für die beschriebene Beispielanlage.

Tabelle 8: Rahmenparameter zur Bestimmung der Kosten- und Erlösstrukturen im *StandardFlexPlus*-Betrieb

Inbetriebnahmejahr	2005
Vergütung nach	EEG 2004
Ursprünglich installierte elektrische Leistung	167 kW _{el}
Bemessungsleistung	150 kW _{el}
Erweiterung der Erzeugungskapazität auf	310 kW _{el} /500 kW _{el}
Betrachtungszeitraum	20 Jahre
Wärmenutzung (bez. auf die produzierte Gesamtwärmemenge)	50 %
Vergütung der Wärmemenge (bez. auf die produzierte elektrische Energie)	0,75 ct/kWh _{el}
Gesamtkapitalrendite	7 % p.a.
Fremdkapitalzinssatz	4 % p.a.
Eigenkapitalanteil	30 %
Durchschnittliche Substratkosten	32 €/t (FM)
Preissteigerung Personalkosten	1,6 % p.a.
Preissteigerung BHKW	2 % p.a.
Preissteigerung Substrate	1,6 % p.a.
Umstellung auf flexiblen Betrieb nach	10 Jahren

Abbildung 26: Kosten- und Erlösstrukturen einer Bestands-Biogasanlage bei der Vergrößerung der installierten Kapazität von 167 kW_{el} auf 310 kW_{el} und der StandardFlexPlus-Prämie mit einer Kapazitätskomponente von 190 €/kW zusätzlich installierter Leistung

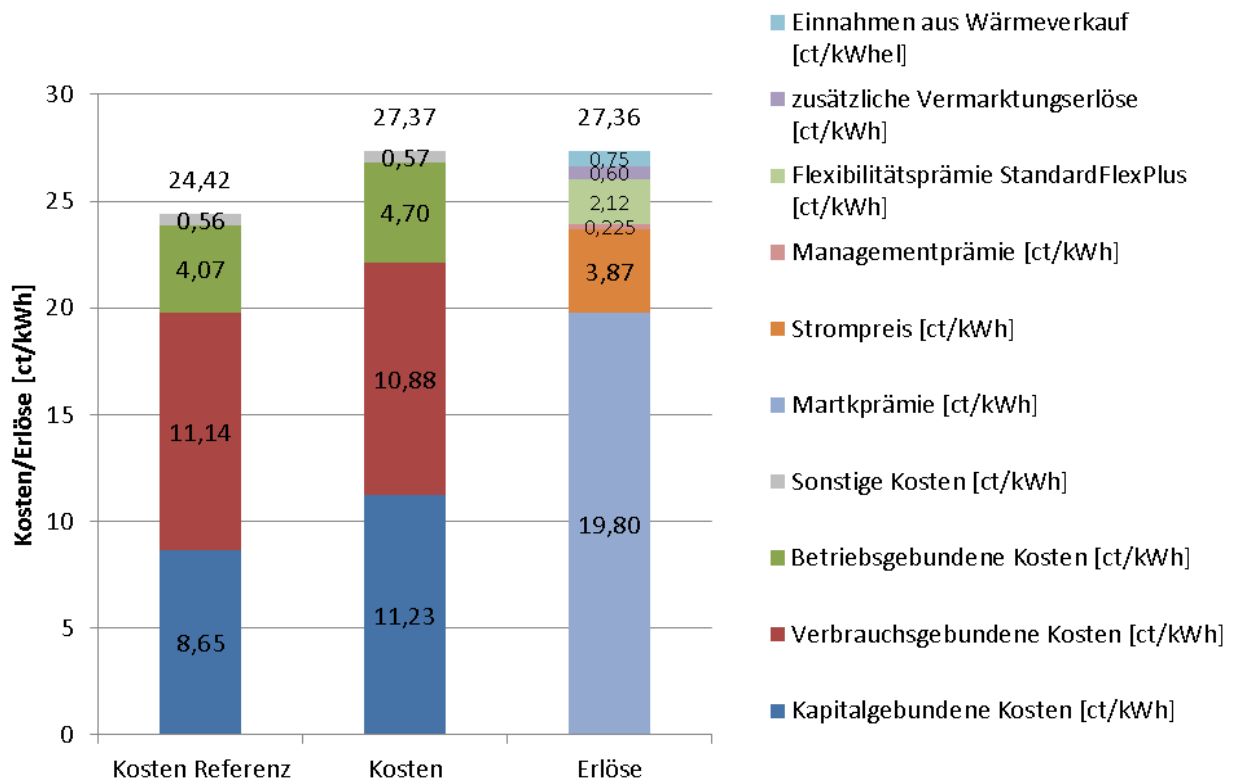
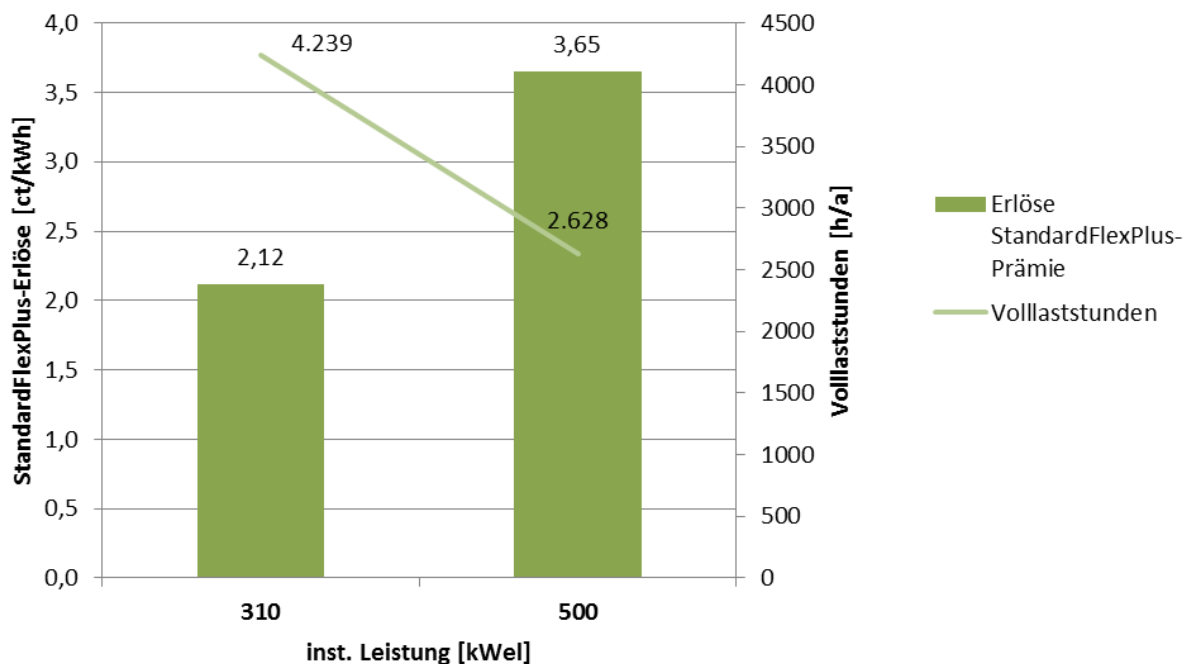


Abbildung 27 stellt beispielhaft die spezifischen Mehrerlöse einer kleinen Biogas-Bestandsanlage im *StandardFlexPlus*-Betrieb bei einer erhöhten Kapazitätskomponente um 60 €/kW_{el} auf 190 €/kW_{el} dar. Es wird zwischen einer Kapazitätserweiterung auf 310 kW_{el} und 500 kW_{el} unterschieden, wobei auch die Reduktion der VLH deutlich wird. Bei der Betriebsweise mit 4239 h/a bzw. 2628 h/a werden Stromerlöse von 0,6 ct/kWh bzw. 0,8 ct/kWh angenommen; Vermarktungskosten werden dabei als abgezogen unterstellt.

Abbildung 27: Spezifische Erlöse über die *StandardFlexPlus*-Prämie bei einer kleinen Biogas-Bestandsanlage mit einer festgeschriebenen Bemessungsleistung von 150 kW_{el} im *StandardFlexPlus*-Betrieb (Kapazitätskomponente 190 €/kW_{el})

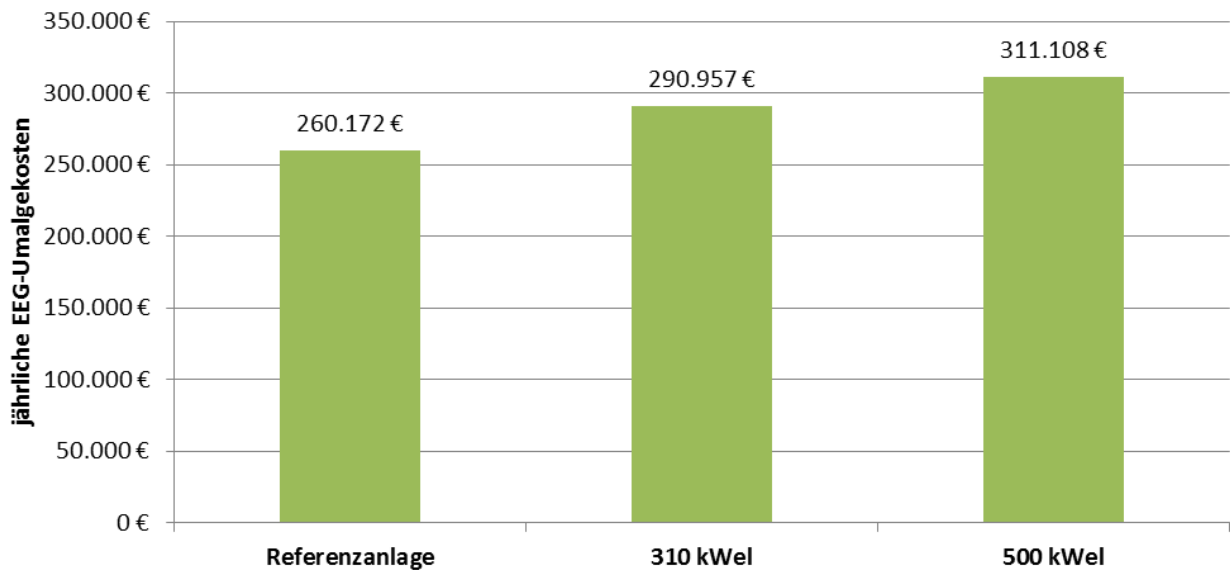


Eine weitere Abstufung/Differenzierung zwischen 150 kW_{el} Bemessungsleistung mit 190 €/kW_{el} (bezogen auf P_{Zusatz}) bis zu 500 kW_{el} Bemessungsleistung mit 130 €/kW_{el} (bezogen auf P_{Zusatz}) kann sinnvoll sein. Diese Abstufung wurde allerdings im Rahmen dieses Vorhabens nicht weiter untersucht.

Die Erhöhung der Erzeugungskapazität und die Inanspruchnahme der Kapazitätskomponente von 190 €/kW_{el} im *StandardFlexPlus*-Fall führen wie im *StandardFlex*-Fall zu einer anlagenspezifischen Erhöhung der EEG-Umlagekosten. Abbildung 28 verdeutlicht beispielhaft die Veränderung der jährlichen EEG-Umlagekosten bei einer Erhöhung der Anlagenkapazität auf 310 kW_{el} bzw. 500 kW_{el} (bei gleichbleibender Bemessungsleistung von 150 kW_{el}) im Vergleich zur Referenzanlage. Die Referenzanlage wird in Grundlastfahrweise betrieben und der Strom nach einer fixen Einspeisevergütung nach dem EEG 2004 (unter Berücksichtigung der nachfolgenden Änderungen) in Höhe von 23,67 ct/kWh_{el} vergütet³⁰³.

³⁰³ Angenommener Börsenstrompreis: 3,87 ct/kWh (Baseload).

Abbildung 28: Vergleich der jährlichen EEG-Umlagekosten der gewählten Beispielanlage mit 150 kW_{el} Bemessungsleistung bei Nutzung der Kapazitätskomponente im StandardFlexPlus-Fall in der Höhe von 190 €/kW_{el}



Wird die elektrische Erzeugungskapazität, im Vergleich mit der ursprünglich installierten Anlagenleistung der Biogasbestandsanlage von 167 kW_{el}, auf 310 kW_{el} bzw. 500 kW_{el} erhöht, so führt dies zu einer Erhöhung der EEG-Förderkosten um ca. 12 % bzw. 20 %.

Die modellhafte Berechnung für eine einzelne Anlage kann die Basis für die Abschätzung der möglichen absoluten Erhöhung der jährlichen EEG-umlagefähigen Kosten darstellen. Diese sind stark von der Nutzung des Instrumentes *StandardFlexPlus* abhängig.

5.3.1.4 Berechnungsmodalitäten als Ergänzung zum EEG 2012

Die Vergütung der ermittelten Zusatzleistung (P_{Zusatz}) nach den Berechnungsmodalitäten des EEG 2012 basiert auf der Kapazitätskomponente von 130 €/kW_{el}.

Wird die Bemessungsleistung nach *NeuFlex* abgesenkt, dann kommt die Anlage in den Genuss der um 60 €/kW_{el} höheren Kapazitätskomponente. Folgende Bedingungen gelten für die Kapazitätskomponente NeuFlex = 190 €/kW_{el} (bezogen auf die ermittelte Zusatzleistung).

P_{Zusatz} ist u.a. dann Null wenn:

- P_{Bem} kleiner ist als 20 % von P_{Inst} (analog EEG 2012)
- P_{Bem} größer ist als 0,75 % von $P_{\text{Bem_Höchst}}$

Ist die Biogasanlage nach dem 31.12.2010 in Betrieb genommen worden oder die installierte Leistung einer älteren Anlage nach dem 31.12.2010 erhöht worden, so gilt:

- $P_{\text{Bem_Höchst}} = 0,9 \times P_{\text{Inst}}$

Der Ansatz StandardFlex nach dem vorgestellten Regelungsvorschlag beinhaltet ebenfalls eine Anforderung an die realisierbare Bemessungsleistung pro Jahr. Diese darf nicht höher liegen als jemals in der Betriebszeit der Anlage.

P_{Zusatz} ist u.a. dann Null wenn:

- P_{Bem} kleiner ist als 20 % von P_{Inst} (analog EEG 2012)
- P_{Bem} größer ist als $P_{\text{Bem_Höchst}}$

Auch hier gilt, wenn die Biogasanlage nach dem 31.12.2010 in Betrieb genommen worden oder die installierte Leistung einer älteren Anlage nach dem 31.12.2010 erhöht worden ist:

- $P_{\text{Bem_Höchst}} = 0,9 \times P_{\text{Inst}}$

Die anderen Bedingungen im EEG 2012 zur Flexibilitätsprämie bleiben davon grundsätzlich unberührt.³⁰⁴

Die Einführung der maximal zulässigen Bemessungsleistung, bezogen auf die Höchstbemessungsleistung der Biogas-Bestandsanlage, beschränkt den Einsatz der Biomassemenge auf den Status quo. Gleichzeitig führen diese Grenzen, die bei Überschreiten grundsätzlich den vollständigen Verlust der Flexibilitätsprämie zur Folge haben, zu Risiken für die Anlagenbetreiber/-innen. Diese müssen den Anlagenbetrieb im Jahresverlauf sehr genau planen. Die Marktprämie kann nur für die Kilowattstunden beansprucht werden, die innerhalb der festgelegten Bemessungsleistung erzeugt wurden.

Einmalige Jahreseffekte werden nach dem Fördervorschlag dadurch berücksichtigt, dass für die Ermittlung der Bemessungsleistung auf den Verlust der *StandardFlex*-Prämie, der *NeuFlex*-Prämie und der Marktprämie (MP) abgestellt wird. Ein Überschreiten der kalenderjährlichen Bemessungsleistung muss also nicht die durchschnittliche Bemessungsleistung der letzten drei zusammenhängenden Jahre nach sich ziehen.

Diese Regelung sorgt für die nötige Flexibilität im Anlagenbetrieb auf

- Biomasseangebotsschwankungen („schlechte Ernte“),
- Witterungsextreme³⁰⁵ und
- auf Betriebsstörungen an der Anlage.

Darüber hinaus wird das Risiko eines Vergütungsverlustes relevant reduziert, was sich sonst als eine größere Hürde für die Nutzung des Ansatzes herausstellen könnte. Die finanzierende Bank könnte mit einer harten Grenze zur Einhaltung der Bemessungsleistung große Schwierigkeiten haben. Dies könnte die Umstellung auf die gewünschten Betriebsweisen in relevantem Umfang verhindern. Darüber hinaus wird mit der vorgeschlagenen Dreijahresregelung zur Ermittlung der Bemessungsleistung das Ziel, die Bemessungsleistung und somit den Biomasseeinsatz im Vergleich zur Vergangenheit nicht zu erhöhen, dennoch vollständig erreicht. Wenn dennoch in den letzten drei zusammenhängenden Jahren im Durchschnitt nicht die Anforderung an die P_{Bem} eingehalten wurde, dann

- entfällt die Flexibilitätsprämie (im 3. Jahr) und
- wird nur für die verbleibenden kWh mit der MP gefördert ($3 * P_{\text{Bem}} * MP$ ist die maximale Förderung, darüber hinaus gibt es keine MP mehr. D.h. im 3. Jahr wird nur die Restmenge (verbleibende Menge) mit der MP gefördert).

Das Betriebskonzept wird i.d.R. einen gewissen Abstand von den Grenzen vorsehen, was zu zusätzlichen Kosten führen kann. Diese werden in den nachfolgenden Berechnungen nicht berücksichtigt.

Zum Bezug der Flexibilitätsprämie müssen die Anlagenbetreiber/-innen nachweislich die gesamte installierte Leistung, die zum Bezug der Flexibilitätsprämie genutzt wird, 1.000 h im Jahr

³⁰⁴ Zu den Änderungen in §§ 33a bis 33i siehe unten bei der konkreten Ausgestaltung der Fördervorschläge.

³⁰⁵ Z. B. könnten Biogasanlagen bei einer geringen Stromproduktion aus Windenergie- oder PV-Anlagen im Winter, bei einem gleichzeitig hohen Wärmebedarf, auf diese Situation reagieren.

gleichzeitig betreiben. Der Nachweis kann ex-post bspw. über die Auswertung der 1/4-Stunden-Leistungsmessung zur Ermittlung der Höhe der Flexibilitätsprämie, aber auch durch eine Auswertung oder Bestätigung des Stromhändlers oder durch ein Umweltgutachten erfolgen. Ziel ist es, ohne großen bürokratischen Aufwand sicher zu stellen, dass die gesamte installierte Leistung gleichzeitig dem Energiesystem in Phasen mit hohem Strombedarf bereitgestellt wird. Dadurch soll Missbrauchspotential von Anlagenbetreiber/-innen begegnet werden, die BHKW-Leistungen im Jahresverlauf weitgehend ungenutzt zu lassen und dennoch die Flexibilitätsprämie zu beziehen. Wenn die gesamte installierte Leistung 1.000 h im Jahr betrieben wird, kann davon ausgegangen werden, dass sich die Anlage stark nach dem Strompreis orientiert.

5.3.2 Technische Betrachtung

Es zeigt sich, dass das Netz bei einer Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen im Wege einer Erhöhung der installierten Leistung technisch nicht immer in der Lage ist, den Strom über den bereits bestehenden Netzverknüpfungspunkt aufzunehmen. Das Netz muss nach dem EEG dann grundsätzlich ausgebaut werden. Möglicherweise ergibt der nach § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 durchzuführende Variantenvergleich allerdings, dass zur Integration der zugebauten Kapazität der Anschluss an einen anderen Verknüpfungspunkt erfolgen muss. Dies ist dann der Fall, wenn die Gesamtkosten – also Netzanschluss und Netzausbaukosten – bei dem Anschluss an den anderen Verknüpfungspunkt geringer sind als bei einer Einspeisung über den bestehenden Verknüpfungspunkt. Da der Anschluss an den anderen Verknüpfungspunkt mit sehr hohen Kosten für den Anlagenbetreiber verbunden sein kann, kann dies eine Anlagenbetreiberin bzw. einen Anlagenbetreiber davon abhalten, die Anlage zu flexibilisieren (vgl. dazu 3.1.1.2).

Zwar können die Anlagenbetreiber/-innen einen anderen als den gesetzlichen Verknüpfungspunkt wählen (vgl. § 5 Abs. 2 EEG 2012). Der Netzbetreiber muss dieser Wahl allerdings nicht nachkommen, wenn dies für ihn mit nicht unerheblichen Mehrkosten – verglichen mit dem gesetzlichen Verknüpfungspunkt – verbunden ist. Denn in diesem Fall ist die Wahl des Anlagenbetreibers rechtsmissbräuchlich.

Ein Ausweg könnte in diesem Fall § 8 Abs. 3 EEG 2012 darstellen.³⁰⁶ Allerdings ist der Anlagenbetreiber darauf angewiesen, dass der Netzbetreiber mit ihm eine Vereinbarung schließt. Dies gelingt möglicherweise nicht immer. Um dem Anlagenbetreiber zu ermöglichen, auch in dem beschriebenen Fall – nicht unerhebliche Mehrkosten für den Netzbetreiber, z.B. durch erforderlichen Netzausbau am bestehenden Verknüpfungspunkt – seinen Wunsch auf Einspeisung am bestehenden Verknüpfungspunkt umzusetzen, wurde der Anlagenbetreiberin bzw. dem Anlagenbetreiber in dem Fördervorschlag die Möglichkeit eröffnet, diesen Wunsch „durchzusetzen“, wenn auf den Netzausbau schriftlich verzichtet wird und die zusätzlich installierte Stromerzeugungseinheit mit technischen Einrichtungen nach § 6 Abs. 1 Nr. 1 und Nr. 2 EEG 2012 ausgestattet wird. Der Bezug auf die zusätzliche Stromerzeugungseinheit – und nicht auf die Anlage selbst – ist nach Ansicht der Gutachter erforderlich, um die Besonderheiten des Einspeisemanagements nach § 11 Abs. 1 EEG 2012 berücksichtigen zu können. Da das Einspeisemanagement nur für den Zeitraum Anwendung findet, in dem ein Netzengpass aufgrund eines

³⁰⁶ Ausführliche Beschreibung des Sachverhalts: Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (2014), S. 218-224.

noch nicht durchgeführten Netzausbaus eintritt,³⁰⁷ findet nach Auffassung der Gutachter § 11 Abs. 1 EEG 2012 keine Anwendung, wenn ein erforderlicher Netzausbau nicht vorgenommen wird. Da jedoch die bereits vorhandene Stromerzeugungseinheit bzw. die bestehenden Stromerzeugungseinheiten von dem Verzicht nicht erfasst sind und damit grundsätzlich dem Einspeisemanagement nach § 11 Abs. 1 EEG 2012 unterfallen, empfiehlt es sich, insoweit eine separate Ansteuerung der Stromerzeugungseinheit zu ermöglichen. Um den Bezug zur Stromerzeugungseinheit herzustellen, wurde die Formulierung „Generator“ gewählt. Denn diese Formulierung wird im EEG 2012 genutzt, um auf die einzelne Stromerzeugungseinheit Bezug nehmen zu können. Dementsprechend wurde § 5 Abs. 2 ergänzt. Den Gutachtern ist bewusst, dass diese Differenzierung nur möglich ist, wenn die Kapazitätserklärung durch den Zubau einer Stromerzeugungseinheit möglich ist. Im Fall eines leistungserhöhenden Austauschs einer Stromerzeugungseinheit müsste die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber hinnehmen, dass die gesamte Anlage – und nicht nur der überschüssende Leistungsanteil – dem Einspeisemanagement entzogen wird. Da die Anlage allerdings flexibel betrieben werden kann und eine zeitliche Verlängerung der Erzeugung nicht möglich ist, kann der Verzicht auf Netzausbau auch in diesen Fällen keine Alternative sein.

Ob rechtlich tatsächlich eine so enge Verbindung zwischen einem „Nichtausbau“ des Netzes und dem Entfall des Einspeisemanagements besteht, ist allerdings nicht eindeutig.³⁰⁸ Um den Zugriff auf die zugebaute Stromerzeugungseinheit dem „Kanon“ der Netzengpassbeseitigungsmaßnahmen eindeutig zuzuordnen und die beschriebene Rechtsunsicherheit eindeutig zu beseitigen, wurde der Zugriff auf die Anlage über eine in § 8 Abs. 2 S. 2 EEG eingefügte Fiktion einer Vereinbarung nach § 8 Abs. 3 EEG 2012 gleichgestellt. Damit ist diese Maßnahme als marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG einzustufen.³⁰⁹ Da keine Regelung bezüglich der nicht eingespeisten Strommenge getroffen wurde, erhalten Anlagenbetreiber/-innen keinen Ausgleich für die nicht eingespeisten Strommengen. Dies erscheint sachgerecht, da sie diesen Weg nur wählen werden, wenn nach ihrer Prognose die Kosten für den Anschluss an den weit entfernten gesetzlichen Netzverknüpfungspunkt nach § 5 Abs. 1 S. 1 EEG 2012 höher sind als die entgangenen Einnahmen aufgrund einer Abregelung. Die Fälle der Abregelung können u.U. deshalb sehr selten eintreten, weil die flexibilisierte Biogas-Bestandsanlage in den Zeiten einspeisen wird, in denen die Strompreise hoch sind. Das ist in der Regel der Fall, wenn die fluktuierenden Einspeisungen aus Photovoltaik bzw. Wind niedrig sind. Auf diesem Weg kann also auch eine optimale Ausnutzung von Netzkapazitäten angereizt werden.

Da es Anlagenbetreiber/-innen nur schwer möglich ist, die Entwicklung der Netzsituation, z.B. den Zubau anderer Biomasseanlagen, langfristig zu prognostizieren, wird den Anlagenbetreiber/-innen die Möglichkeit eröffnet, vom Verzicht mit Wirkung für die Zukunft Abstand zu nehmen. In diesem Fall beginnt das Netzanschlussverfahren von neuem und die Anlage muss dann ggf. an einem anderen Punkt an das Netz angeschlossen werden.

³⁰⁷ Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 11 Rn. 35; zum EEG 2009: Altrock, Martin/Vollprecht, Jens (2011), S. 235.

³⁰⁸ Andere Ansicht möglicherweise Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 11 Rn. 65.

³⁰⁹ Für eine Einstufung einer Vereinbarung nach § 8 Abs. 3 EEG 2012 als marktbezogene Maßnahme nach § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG sprechen sich BNetzA, Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement, Stand: 29.03.2011, S. 9 und Wustlich/Hoppenbrock, in: Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013), § 11 Rn. 35 aus.

5.3.3 Ökologische Betrachtung

Die Analyse ergibt, dass das Vergütungssystem für Biogas-Bestandsanlagen mit dem sog. Nawaro-Bonus auch Anreize für den Einsatz von Biomasse setzt, die am Anfang der Nutzungskaskade steht (vgl. unter 4.2.3). Aus diesem Grund könnte mit dem Wechsel der Anlage in das vorgeschlagene Fördersystem eine Verpflichtung verbunden werden, nur „ökologisch unbedenkliche“ Substanzen einzusetzen. Um solche „unbedenklichen“ Substanzen dürfte es sich bei Substanzen der Anlage 1 BiomasseV („Grundvergütungsbiomasse“) handeln, zu denen auch die Substanzen i.S.d. § 27a EEG 2012 (getrennt erfasste Bioabfälle im Sinne der Abfallschlüsselnummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung) zu zählen sind. Für den Strom aus diesen Substanzen erhält der Anlagenbetreiber jedoch in der Regel nur die relativ niedrige Grundvergütung. Dies gilt nur dann nicht, wenn die weiteren Voraussetzungen der §§ 27a, 27b EEG 2012 – insbesondere die Vorgaben zur Mindesteinsatzmenge der Abfälle bzw. Gülle – eingehalten werden.

Um für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber einen Anreiz zur Flexibilisierung der Biogas-Bestandsanlagen zu setzen und gleichzeitig den Einsatz von ökologisch vorzugswürdigen Substanzen in Nawaro-Anlagen zu erhöhen, sollte nach Ansicht der Gutachter für diese Anlagen das strenge Nawaro-Ausschließlichkeitsprinzip (vgl. Nr. I. 1. a) Anlage 2 EEG 2009) aufgehoben werden. Denn dieses Prinzip stellt ein „Alles-oder-Nichts-Prinzip“ dar: Möchte der Anlagenbetreiber weniger nachwachsende Rohstoffe – und damit ökologisch vorteilhaftere Substanzen – einsetzen, verliert er seinen Anspruch auf den Nawaro-Bonus für immer (vgl. Nr. VII. 2 Anlage 2 EEG 2009). Zwar wird mit Nummer I.3 i.V.m. Nummer V. Anlage 2 EEG 2009 auch die Möglichkeit eröffnet, Grundvergütungsbiomasse einzusetzen. Allerdings sollten die Einsatzmöglichkeiten von anderen Substanzen über diese Positivliste hinaus erweitert werden. Mit der neu geschaffenen Regelung wird den Anlagenbetreiber/-innen die Möglichkeit eröffnet, den Einsatz von aus ökologischer Sicht eher nachteilig zu beurteilenden Nawaro zu reduzieren bzw. zu beenden. Diese Möglichkeit soll aber nur eröffnet werden, wenn die Flexibilitätsprämie einmal in Anspruch genommen wurde. Dies stellt einen Anreiz dar, die Biogas-Bestandsanlage zu flexibilisieren. Sollte sich die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber dazu entschließen, wieder in die Festvergütung zurück zu kehren, soll er nach dem Fördervorschlag weiterhin von dieser Privilegierung profitieren. Dieser Anreiz hat zudem den Vorteil, dass im Hinblick auf die zu entrichtenden EEG-Vergütungen eine Entlastung des EEG-Ausgleichsmechanismus eintritt, soweit nachwachsende Rohstoffe durch „Grundvergütungsbiomasse“ ersetzt werden.³¹⁰ Da nur die Strommengen mit dem Nawaro-Bonus zu vergüten sind, die auf nachwachsende Rohstoffe zurückzuführen sind, muss ein Berechnungssystem zur Verfügung gestellt werden, das diese anteilige Berechnung auf möglichst einfache Weise sicherstellt. Ein solches System ist in § 2a BiomasseV bereits vorgesehen. Da dieses System nach Ansicht der Gutachter geeignet ist, kann auf dieses System zurückgegriffen werden.

Da Klärgas und Deponiegas auch auf ökologisch vorteilhaftere Einsatzstoffe zurückzuführen sind, könnte durchaus erwogen werden, das Fördersystem auch auf diese Anlagen zu erstrecken. Dies könnte auch der in Artikel 3 GG verortete Gleichheitsgrundsatz gebieten. Da sich der Auftrag jedoch nur auf Anreize zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen erstreckt, wurde eine entsprechende Erweiterung nicht vorgenommen.

³¹⁰ Sollte man eine Mindestmenge Grundvergütungsbiomasse fordern, um eine Entlastung sicherzustellen? Dagegen könnte sprechen, dass der Gesetzgeber mit der Einführung der EK II-Substanzen einen Anreiz setzen wollte, genau diese Substanzen zu verwenden.

Ziel des Fördervorschlags ist zudem ein effizienter Einsatz von Biomasse. Die derzeit vorgesehenen Ansätze im EEG 2012 sind in dieser Hinsicht in Einzelfällen zwar kritisch zu beurteilen (vgl. unter 4.2.4.1 und 4.2.4.2). Allerdings wird in dem Vorschlag vorgegeben, dass nur eine maximale Strommenge mit der Flexibilitätsprämie vergütet wird. Es ist aus diesem Grund zu erwarten, dass zumindest nicht mehr Biomasse als zuvor eingesetzt wird. Da die Höhe der Flexibilitätsprämie einen Anreiz setzt, die zur Verfügung stehende Leistung der Anlage nicht voll auszuschöpfen, also eher weniger Biomasse einzusetzen, und der Anlagenbetreiber anstreben wird, diese möglichst effizient einzusetzen, dürfte bereits mit dem Wechsel aus der Festvergütung in die Direktvermarktung mit Flexibilitätsprämie ein Anreiz gesetzt werden, die Biomasse effizient einzusetzen. Eine darüber hinausgehende Verpflichtung, wie z.B. eine bestimmte Mindeststrommenge in KWK, wurde deshalb nicht in den Vorschlag aufgenommen. Dafür spricht auch, dass Biogas-Bestandsanlagen ohne eine entsprechende Verpflichtung konzipiert wurden und am derzeitigen Standort eine solche Pflicht möglicherweise nicht erfüllen könnten. Diese Anlagen wären dann von einer Flexibilisierung ausgeschlossen. Dies entspräche nicht dem Ziel des Fördervorschlags.

5.3.4 Rechtliche Betrachtung

Es wurde festgestellt, dass die Definition der Anlage und des Inbetriebnahmezeitpunkts zu erheblichen Unsicherheiten geführt hat und ein Hemmnis für die Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen darstellt (vgl. unter 3.2.2.1 und 3.2.2.2). Allerdings hat der Bundesgerichtshof vom 23.10.2013 (Az. VIII ZR 262/12) in seinem Urteil Stellung zu § 3 Nr. 1 EEG 2009 und § 3 Nr. 5 EEG 2009 genommen. Wie aufgezeigt werden damit viele, wenn auch nicht alle, Fragen geklärt. Es ist zu erwarten, dass der BGH ein weiteres Urteil fällen wird. Denn die Revision zum Urteil des OLG Oldenburg vom 30.10.2013 (Az. 5 U 143/12) ist beim BGH anhängig. Die Gutachter gehen davon aus, dass der BGH die noch offenen Fragen beantworten wird. Es spricht insoweit viel dafür, dass sich zum EEG 2009 eine gefestigte höchstrichterliche Rechtsprechung entwickeln wird. Da diese Regelungen für die in der vorliegenden Studie vorrangig betrachteten Biogas-Bestandsanlagen mit einer erstmaligen Stromerzeugung vor dem 01.01.2012 relevant sind und zudem die Gefahr besteht, dass mit einer „klarstellenden“ Regelung des Anlagen- bzw. Inbetriebnahmebegriffs für diese Bestandsanlagen neue Interpretationsspielräume – und damit auch Rechtsunsicherheiten – eröffnet werden, sollten nach Ansicht der Gutachter insoweit keine Änderungen an den Regelungen vorgenommen werden.

Im Rahmen der rechtlichen Analyse wurde zudem ermittelt, dass einzelne Formulierungen in § 33i EEG 2012 zu Rechtsunsicherheiten geführt haben (vgl. unter 3.2.2.3 bis 3.2.2.9). Diese Unsicherheiten werden mit dem Vorschlag durch entsprechende Ergänzungen ausgeräumt.

Der Vorschlag genügt den oben ausführlich geschilderten Vorgaben des europäischen Rechts (vgl. dazu 4.4.1) und dem deutschen Verfassungsrecht (vgl. 4.4.2) gleichermaßen: Um insbesondere Aspekte des verfassungsrechtlich geschützten Vertrauens für die Betreiber der Bestandsanlagen umfassend zu berücksichtigen, wurde das vorgeschlagene Anreizsystem optional ausgestaltet: Anlagenbetreiber/-innen wird die Möglichkeit eröffnet, innerhalb bestimmter Fristen in das Anreizsystem zu wechseln. Allerdings sollten Anlagenbetreiber/-innen auch wieder in das System der Festvergütung zurück wechseln können. Wäre ein solcher Wechsel nicht möglich, könnte dies Anlagenbetreiber/-innen und finanzierende Dritte (z.B. Banken) abschrecken, den Wechsel in das Fördersystem zu wagen. Man könnte zwar überlegen, z.B. nur einen einmaligen Wechsel zuzulassen. Nach diesem Wechsel wäre die Anlage jedoch in der Festvergütung „gefangen“. Dies erscheint deshalb nicht sinnvoll. Mitnahmeeffekte dürften dadurch nicht auftreten. Denn die Förderung über die Flexibilitätsprämie erfolgt ja nur, wenn die Anlage in der Direktvermarktung ist. Da nur über die Flexibilitätsprämie eine Refinanzierung der Kosten für

die Flexibilisierung eingespielt werden kann, dürfte in der Praxis zu erwarten sein, dass die Anlagen in der Direktvermarktung bleiben. Um allerdings Mitnahmeeffekte zu verhindern, soll die zusätzliche Förderung – wie bisher auch – nur für den Strom gewährt werden, der unter dem Anreizsystem erzeugt wird. Letztlich entspricht die Flexibilitätsprämie insoweit also der Regelung im EEG 2012.

Anzumerken sei an dieser Stelle jedoch nochmals, dass die Entwicklung der beihilferechtlichen Bewertung zum aktuellen oder zu einem künftigen EEG-Fördermechanismus auf der europäischen Ebene beobachtet und ggf. in die inhaltliche Gestaltung des Fördervorschlags einbezogen werden muss.

5.4 Konkrete Ausgestaltung des Fördervorschlags

Zum Zeitpunkt der Erstellung des Gutachtens liegt der Kabinettsbeschluss des Eckpunktepapiers vom 22.01.2014 vor. Die darin enthaltenen Anhaltspunkte werden aufgegriffen und der Formulierungsvorschlag daran ausgerichtet. Es ist geplant, dass das neue EEG 2012 (im Folgenden: EEG 2014) am 01.08.2014 in Kraft treten wird.

Es ist nicht bekannt, wie das EEG 2014 im Einzelnen ausgestaltet wird. Deshalb wird davon ausgegangen, dass die Gliederung des EEG 2014 der des EEG 2012 entspricht, also die Regelungen in denselben Vorschriften zu finden sind wie im EEG 2012. Dies soll der besseren Orientierung und Vereinfachung dienen.

Da ein Anreiz zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen gesetzt werden soll, müssen die Übergangsregelungen des EEG 2014 in den Blick genommen werden. Denn üblicherweise werden hier Regelungen im Hinblick auf solche Anlagen getroffen, die vor Inkrafttreten des neuen Gesetzes in Betrieb genommen wurden. Da nicht bekannt ist, wie diese Übergangsregelungen ausgestaltet werden sollen, wird im Folgenden ebenfalls unterstellt, dass diese demselben System folgen, wie derzeit im EEG 2012. D.h., das neue Gesetz gilt grundsätzlich nur für Anlagen, die ab Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb gehen werden. Für Anlagen, die vor dem 01.08.2014 in Betrieb gegangen sind, sollen die Regelungen des EEG 2012 gelten. Aus den darin enthaltenen Vorschriften ergibt sich dann, dass ggf. Vorschriften des EEG 2009, EEG 2004 etc. heranzuziehen sind.

Da nach dem Kabinettsbeschluss des Eckpunktepapiers auch in Zukunft eine Flexibilisierung von Biogasanlagen angestrebt wird – und damit auch von Neuanlagen – wird davon ausgegangen, dass diese Regelungen im EEG 2014 so geändert werden, dass diese für Neuanlagen gelten. Folglich wird unterstellt, dass § 33i EEG 2014 und Anlage 5 EEG 2014 geändert werden. Diese Änderungen werden entsprechend den aufgezeigten Defiziten der derzeitigen Regelungen in dem unterbreiteten Vorschlag umgesetzt. Damit kann für die Biogas-Bestandsanlagen in § 66 EEG 2014 auf diese geänderten Vorschriften verwiesen werden. Dies hat den Vorteil, dass die entsprechenden Regelungen für eine Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen in § 66 EEG 2014 insoweit „schlank“ gehalten werden können.

Der Fördervorschlag soll dazu führen, dass derzeit nicht flexibilisierte Biogas-Bestandsanlagen flexibilisiert werden. Wie erläutert, wurden im Wesentlichen die Biogas-Bestandsanlagen untersucht, die vor dem 01.01.2012 in Betrieb genommen wurden. Die gesetzten Anreize sollen daher im Wesentlichen die Betreiberinnen und Betreiber dieser Anlagen motivieren, ihre Anlage zu flexibilisieren. Das Fördersystem soll allerdings auch von Betreiberinnen und Betreibern solcher Biogasanlagen genutzt werden können, die nach dem 31.12.2011 und vor Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb genommen worden sind.

Es muss überlegt werden, inwieweit die Marktprämie in die Betrachtungen einbezogen werden muss. Denn wenn weniger Strom erzeugt wird, können über die Marktprämie weniger Einnahmen erzielt werden. Könnte man über eine gedeckelte Marktprämie einen weiteren Anreiz setzen, dass Strom nur dann erzeugt wird, wenn der Preis hoch ist? Vermutlich ist es sinnvoller, Aspekte der Flexibilisierung voll in der Flexibilitätsprämie zu berücksichtigen. Das dürfte auch deshalb sinnvoll sein, da sowohl in der Form der Direktvermarktung mit Marktprämie als auch in der Form der sonstigen Direktvermarktung eine Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen werden können soll.

Die obigen Erwägungen führen zu folgenden gesetzlichen Regelungen, wobei davon ausgegangen wird, dass die Grundstrukturen des EEG 2012 bei einer Novellierung fortgeführt werden:

[...]

§ 5 Anschluss

(1) Netzbetreiber sind verpflichtet, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig an der Stelle an ihr Netz anzuschließen (Verknüpfungspunkt), die im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, und die in der Luftlinie kürzeste Entfernung zum Standort der Anlage aufweist, wenn nicht ein anderes Netz einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkt aufweist. Bei einer oder mehreren Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden, gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

(2) Anlagenbetreiberinnen und -betreiber sind berechtigt, einen anderen Verknüpfungspunkt dieses oder eines anderen im Hinblick auf die Spannungsebene geeigneten Netzes zu wählen. Wenn die dem Netzbetreiber hierdurch entstehenden Kosten nicht nur unerheblich über den Kosten eines Anschlusses an dem Verknüpfungspunkt nach Absatz 1 liegen, ist der Netzbetreiber zu einer Optimierung, einer Verstärkung und einem Ausbau des Netzes nicht verpflichtet, wenn der Generator mit technischen Einrichtungen im Sinne des § 6 Absatz 1 Nummer 1 und 2 ausgestattet ist und die Anlagenbetreiberinnen und -betreiber gegenüber dem Netzbetreiber schriftlich auf eine Optimierung, eine Verstärkung und einen Ausbau des Netzes verzichten. Von diesem Verzicht können Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber frühestens drei Jahre nach Zugang des Verzichts beim Netzbetreiber mit Wirkung für die Zukunft schriftlich gegenüber dem Netzbetreiber Abstand nehmen; in diesem Fall gilt die Abstandnahme als Netzanschlussbegehren nach § 5 Absatz 5.³¹¹

[...]

§ 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung

(1) Netzbetreiber sind vorbehaltlich des § 11 verpflichtet, den gesamten angebotenen Strom aus Erneuerbaren Energien und aus Grubengas unverzüglich vorrangig abzunehmen, zu über-

³¹¹ Da die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber in der Regel nur schwer abschätzen kann, wie sich die Netzsituation am gewünschten Verknüpfungspunkt entwickelt und damit unsicher ist, ob sich die finanziellen Verluste aus einer Regelung der Anlage nicht erhöhen, wird die Möglichkeit eröffnet, vom Verzicht Abstand zu nehmen. Dies soll jedoch frühestens nach drei Jahren möglich sein. Die Abstandnahme vom Verzicht gilt als neues Begehren zum Anschluss der Anlage, so dass das Netzanschlussverfahren neu beginnt und der Netzverknüpfungspunkt dann neu bestimmt wird.

tragen und zu verteilen. Die Verpflichtung nach Satz 1 und die Verpflichtungen nach § 4 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 4 Satz 2 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes sind gleichrangig.

[...]

(3) Die Verpflichtungen nach Absatz 1 bestehen nicht, soweit Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber und Netzbetreiber unbeschadet des § 12 zur besseren Integration der Anlage in das Netz ausnahmsweise vertraglich vereinbaren, vom Abnahmevorrang abzuweichen. Ein Verzicht nach § 5 Absatz 2 Satz 2 gilt solange als vertragliche Vereinbarung nach Satz 1, bis die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber von diesem Verzicht Abstand nimmt und der Anschluss an den daraufhin ermittelten Verknüpfungspunkt im Sinne des § 5 erfolgt ist.³¹² Einer vertraglichen Vereinbarung nach Satz 1 steht ein Verzicht nach § 5 Absatz 2 Satz 2 gleich.

[...]

§ 33i Flexibilitätsprämie

(1) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas können bei einer Direktvermarktung in der Form des § 33b Nummer 1 oder 3³¹³ von dem Netzbetreiber eine Prämie für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für eine bedarfsorientierte Stromerzeugung (Flexibilitätsprämie) verlangen,

1. wenn in dem jeweiligen Kalenderjahr mindestens 85 Prozent des in der Anlage erzeugten Stroms³¹⁴ tatsächlich eingespeist und nach § 33b Nummer 1 oder 3 direkt vermarktet wird³¹⁵ und für diesen Strom unbeschadet des § 33e Satz 1 dem Grunde nach ein Vergütungsanspruch nach § 16 besteht, der nicht nach § 17 verringert ist,

2. wenn die Bemessungsleistung der Anlage im Sinne der Nummer 1 der Anlage 5 zu diesem Gesetz mindestens das 0,2fache der installierten Leistung der Anlage beträgt,

3. sobald sie den Standort und die installierte Leistung sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie³¹⁶ gemeldet haben an

³¹² Wenn die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber auf den Ausbaus des Netzes verzichtet und damit aufgrund von Nutzungspässen mit einer Reduzierung der Einspeisung aus der Anlage gerechnet werden muss, wäre es nicht sachgerecht, der Anlagenbetreiberin bzw. dem Anlagenbetreiber eine Entschädigung nach § 12 EEG 2012 zuzugestehen. Mit der Fiktion wird der Verzicht einer Vereinbarung nach § 8 Abs. 3 EEG 2012 gleichgestellt und eine Regelung der Anlage damit als marktbezogene Maßnahme i.S.d. § 13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG ohne Entschädigungsanspruch nach § 12 EEG 2012 eingestuft. Diese Phase der entschädigungslosen Regelung wird beendet, wenn die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber von dem Verzicht Abstand nimmt. Die Abstandnahme wird nach § 5 Abs. 2 als neues Netzanschlussbegehren eingestuft und am Ende des Verfahrens ein Verknüpfungspunkt ermittelt. Wenn der Anschluss an den Verknüpfungspunkt erfolgt ist, endet die Phase der entschädigungslosen Regelung.

³¹³ Lösung für Hemmnis: Möglicherweise keine Flexibilitätsprämie bei sonstiger Direktvermarktung.

³¹⁴ Lösung für Hemmnis: Nicht der gesamte erzeugte Strom muss direktvermarktet werden.

³¹⁵ Die Formulierung „tatsächlich eingespeist“ soll klarstellen, dass ein Verbrauch von mehr als 15 Prozent des in dem jeweiligen Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms vor dem Netz für die allgemeine Versorgung kein Verstoß gegen die Vorgaben darstellt, wenn die die „15-Prozent-Grenze“ überschreitenden Strommengen kaufmännisch-bilanziell weitergegeben werden. Die Formulierung ist an § 33g Abs. 1 S. 2 EEG 2012 angelehnt. Da dort nicht auf den physikalisch eingespeisten Strom abgestellt wird, spricht viel dafür, dass eine kaufmännisch-bilanzielle Weitergabe zulässig ist. „Gleichklang mit Marktprämie“.

³¹⁶ Es könnte sich empfehlen, den Mitteilungsumfang auf die geplante Bemessungsleistung zu erweitern.

- a) die Bundesnetzagentur mittels der von ihr bereitgestellten Formularvorgaben oder
- b) einen Dritten, der zum Betrieb eines allgemeinen Anlagenregisters abweichend von Buchstabe a durch eine Rechtsverordnung auf Grund von § 64e Nummer 2 verpflichtet worden ist oder der in einer solchen Verordnung als Adressat der Meldungen benannt worden ist, nach Maßgabe dieser Rechtsverordnung,

4. sobald eine Umweltgutachterin oder ein Umweltgutachter mit einer Zulassung für den Bereich Elektrizitätserzeugung aus Erneuerbaren Energien bescheinigt hat, dass die Anlage für den zum Anspruch auf die Flexibilitätsprämie erforderlichen bedarfsorientierten Betrieb technisch geeignet ist und

5. wenn in der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr in mindestens viertausend Viertelstunden je Viertelstunde eine Strommenge erzeugt wird, die multipliziert mit dem Faktor vier und bezogen auf eine Stunde nachweislich der installierten Leistung der Anlage entspricht (Höchstlastviertelstunden). Die Anzahl der erforderlichen Höchstlastviertelstunden reduziert sich, wenn die Anlage aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzungsarbeiten in dem jeweiligen Kalenderjahr in mehr als 672 zusammenhängenden Viertelstunden keinen Strom erzeugt; bei der Reduzierung wird jede über die 672 Viertelstunden hinausgehende und mit den 672 Viertelstunden zusammenhängende Viertelstunde, in der die Anlage aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzungsarbeiten keinen Strom erzeugt hat (Ausfallviertelstunden), berücksichtigt und die Anzahl der Höchstlastviertelstunden um die Anzahl der Ausfallviertelstunden reduziert.³¹⁷

(2) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Biogas dürfen abweichend von Absatz 1 Nummer 1 die Flexibilitätsprämie auch dann in Anspruch nehmen, wenn der Vergütungsanspruch nach § 16 nur deshalb nicht besteht, weil die

³¹⁷ Mit dieser Regelung wird sichergestellt, dass die Anlage in der Summe in mindestens 4.000 Viertelstunden – dies entspricht 1.000 Stunden – pro Kalenderjahr die volle Leistung erreicht (sog. Höchstlastviertelstunden). Die Vorgabe der Höchstlastviertelstunden bezweckt, dass alle Stromerzeugungseinheiten einer Anlage über einen gewissen Mindestzeitraum gleichzeitig betrieben werden. Dabei wird mit der Vorgabe von 1.000 Stunden bereits berücksichtigt, dass eine Anlage aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzungsarbeiten in einem Kalenderjahr ausfallen kann. Fällt eine Anlage aber über einen Zeitraum von sieben aufeinander folgenden Tagen – dies entspricht 672 zusammenhängenden Viertelstunden – aus, lässt dieser lange Ausfallzeitraum die Vermutung zu, dass es sich um einen gravierenden Ausfall der Anlage handelt und die Anlage auch über diese 672 Viertelstunden hinaus ausfallen wird. Da in diesem Fall die Gefahr besteht, dass die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber in dieser Ausnahmesituation die vorgegebenen 1.000 Stunden Höchstlast nicht erreichen kann, wird eine „Härtefallregelung“ vorgeschlagen. Dabei stellt die Anforderung von sieben aufeinanderfolgenden Tagen eine Ausfallzeit dar, die nach den Erfahrungen der Gutachter geeignet erscheint, einen Ausfall als gravierend einzustufen. Sollte diese Grenze überschritten werden – also ein Ausfallzeitraum von sieben aufeinander folgenden Tagen eintreten –, reduziert sich nach der „Härtefallregelung“ die Anzahl der einzuhaltenden Höchstlastviertelstunden, wobei nur die Viertelstunden mit Ausfällen aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzungsarbeiten zu berücksichtigen sind, die über die 672 Viertelstunden hinausgehen und mit den 672 Viertelstunden zusammenhängen (sog. Ausfallviertelstunden). Dabei rechtfertigt die Vermutung eines technisch bedingten Großereignisses, dass die Anzahl der einzuhaltenden Höchstlastviertelstunden für jede weitere über 672 Viertelstunden hinausgehende und mit den 672 Viertelstunden zusammenhängende Viertelstunde entsprechend reduziert wird. Die Verhältnisse ändern sich zwar leicht, wenn es sich um ein Schaltjahr handelt. Dieser Aspekt wurde aus Vereinfachungsgründen vernachlässigt. Bei einem unterjährigen Beginn mit der Flexibilitätsprämie reduziert sich die Anzahl der Höchstlastviertelstunden und der bereits berücksichtigten Viertelstunden für Ausfälle aufgrund von technischen Defekten und Instandsetzungsarbeiten entsprechend. Dies ergibt sich bereits aus Sinn und Zweck der Regelungen, so dass auf eine entsprechende Regelung verzichtet wurde.

Voraussetzungen des § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 oder § 27c Absatz 3 nicht erfüllt sind.³¹⁸ Satz 1 gilt entsprechend, wenn der ursprüngliche Vergütungszeitraum abgelaufen ist und die Rechtsfolgen des § 68 Absatz 3 Satz 1 zweiter Halbsatz zuvor bereits eingetreten sind.

(3) Die Höhe der Flexibilitätsprämie wird kalenderjährlich berechnet. Die Berechnung erfolgt für die jeweils zusätzlich bereitgestellte installierte Leistung nach Maßgabe der Anlage 5 zu diesem Gesetz. Auf die zu erwartenden Zahlungen sind monatliche Abschläge in angemessenem Umfang zu leisten.

(4) Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber müssen dem Netzbetreiber die erstmalige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorab mitteilen.

(5) Die Flexibilitätsprämie ist für die Dauer von zehn Jahren zu zahlen. Beginn der Frist ist der erste Tag des zweiten auf die Meldung nach Absatz 4 folgenden Kalendermonats.

(6) Die Flexibilitätsprämie kann nach einem Wechsel in die Vergütung nach § 16 erneut beansprucht werden, wenn die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie erfüllt werden.³¹⁹

(7) § 22 gilt entsprechend.

[...]

§ 68³²⁰ Flexibilisierung bestehender Anlagen ohne Erhöhung der installierten Leistung³²¹

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas, die nach dem am 31. Dezember 2011³²² geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind und deren installierte Leistung gegenüber der installierten Leistung am 31. Juli 2014 nach dem 31. Juli 2014 nicht erhöht wird, kann die Flexibilitätsprämie nach § 33i nach Maßgabe der folgenden Absätze nur in Anspruch genommen werden, wenn die Voraussetzungen der §§ 33a

³¹⁸ Lösung für Hemmnis: Flexibilitätsprämie kann nicht beansprucht werden, wenn § 27 Absatz 3 und 4, § 27a Absatz 2 oder § 27c Absatz 3 nicht erfüllt ist. „Korrespondierende“ Vorschrift zu § 33c Abs. 3 EEG 2012, die eine „Heilung“ für die Marktprämie bzw. das Grünstromprivileg vorsieht, wenn die erwähnten Vorschriften nicht erfüllt sind.

³¹⁹ Lösung für Hemmnis: Wechsel in Festvergütung für Flexibilitätsprämie unschädlich. Idee: Dies gilt auch dann, wenn die Flexibilitätsprämie in einer Direktvermarktung nach § 33a zeitweise nicht beansprucht wird.

³²⁰ Dieser Paragraf wurde frei gewählt, um Verweise auf diese Vorschrift zu ermöglichen.

³²¹ Diese Vorschrift regelt die Voraussetzungen und die Höhe für den Ansatz „NeuFlex“.

³²² Der BGH kommt in seinem Urteil zu § 3 Nr. 1 EEG 2009 nach Ansicht der Gutachter zu dem Ergebnis, dass ein zugebautes BHKW das Inbetriebnahmedatum des alten BHKW teilt. Eine Anlagenerweiterung einer Bestandsanlage z.B. im Jahr 2012 würde also dazu führen, dass auch dieses BHKW als vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen gilt und damit unter die Übergangsregelung fallen würde. Da solche Erweiterungen in der Vergangenheit möglicherweise vorgenommen wurden und diese Fälle von der Übergangsregelung erfasst werden sollen, wurde auf den Inbetriebnahmebegriff aus dem EEG 2009 abgestellt. Zwar könnte auch auf den Inbetriebnahmebegriff aus dem EEG 2012 abgestellt werden. Da der Wortlaut der Nachfolgeregelung (§ 3 Nr. 5 EEG 2012) geändert wurde und der BGH auf diese Änderung des Wortlauts hingewiesen hat, könnte möglicherweise eine andere Bewertung angezeigt sein. Um das gewünschte Ergebnis rechtssicher zu erzielen, empfiehlt es sich nach Ansicht der Gutachter, den Begriff aus dem EEG 2009 heranzuziehen. Möglicherweise könnten sich Wertungswidersprüche ergeben, wenn in der „allgemeinen“ Übergangsregelung auf den Inbetriebnahmebegriff des EEG 2012 abgestellt würde. Dies müsste ggf. berücksichtigt werden.

bis 33i³²³ erfüllt werden, die Bemessungsleistung der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr höchstens das 0,75-fache der Höchstbemessungsleistung der Anlage beträgt und dem Netzbetreiber diese Form der Flexibilisierung mitgeteilt wurde. Höchstbemessungsleistung ist die höchste Bemessungsleistung der Anlage seit ihrer Inbetriebnahme und vor dem 01.01.2014,³²⁴ bezogen auf die installierte Leistung der Anlage am 31. Juli 2014.³²⁵ Wurde die Anlage nach dem 31. Dezember 2011 geltenden Inbetriebnahmebegriff nach dem 31. Dezember 2010 in Betrieb genommen oder wurde die installierte Leistung einer vor dem 1. Januar 2011 in Betrieb genommenen Anlage nach dem 31. Dezember 2010 erhöht, beträgt die Höchstbemessungsleistung 90 % der installierten Leistung der Anlage am 31. Juli 2014, es sei denn, die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber weist nach, dass die Höchstbemessungsleistung höher liegt.³²⁶ Eine Überschreitung des 0,75-fachen der Höchstbemessungsleistung in einem Kalenderjahr entgegen der Vorgaben in Satz 1 ist für dieses Kalenderjahr unschädlich, wenn die Summe der Bemessungsleistungen dieses Kalenderjahres und der zwei vorangegangenen Kalenderjahre das Dreifache der 0,75-fachen Höchstbemessungsleistung nicht überschreitet.³²⁷

³²³ Mit diesem Verweis wird vorgegeben, dass die Regelungen zur Direktvermarktung aus dem EEG 2014 umfassend auch für die Biogas-Bestandsanlagen gelten. Damit ist auch gewährleistet, dass der Anlagenbetreiber zwischen der Festvergütung und der Direktvermarktung mit Flexibilitätsprämie wechseln kann. Wäre ein solcher Wechsel nicht möglich, könnte dies Anlagenbetreiber und Banken abschrecken, den Wechsel in die Flexibilitätsprämie zu wagen. Man könnte zwar überlegen, z.B. nur einen einmaligen Wechsel zuzulassen. Nach diesem Wechsel wäre die Anlage jedoch in der Festvergütung „gefangen“. Dies erscheint deshalb nicht sinnvoll. Mitnahmeeffekte dürften dadurch nicht auftreten. Denn die Förderung über die Flexibilitätsprämie erfolgt ja nur, wenn sich die Anlage in der Direktvermarktung befindet. Da nur über die Flexibilitätsprämie eine Refinanzierung der Kosten für die Flexibilisierung eingespielt werden kann, dürfte es wohl eine Tendenz geben, möglichst in der Direktvermarktung zu bleiben.

³²⁴ Dieses Datum wurde gewählt, um zu verhindern, dass die Stromerzeugung vor einem Wechsel in die Flexibilitätsprämie künstlich erhöht wird, um dann möglichst hohe Einnahmen zu erzielen.

³²⁵ Mit dem Bezug auf den 31.07.2014 soll berücksichtigt werden, dass die Leistung der Biogasanlage seit der Inbetriebnahme möglicherweise reduziert worden ist. Ließe man dies unberücksichtigt, stünde eine Erhöhung der Erzeugung nach der Flexibilisierung der Flexibilitätsprämie nicht entgegen. Die damit einhergehende Erhöhung des Einsatzes von Biomasse wird mit der Voraussetzung verhindert.

³²⁶ Bei Anlagen, die erst kurz vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen wurden, sind die Bemessungsleistungen seit der Inbetriebnahme nicht aussagekräftig genug. Denn in der Regel hat die Biogasanlage ihre avisierte Auslastung noch nicht erreicht. Deshalb wurde bei einer Inbetriebnahme nach dem 31.12.2010 sowie bei einer Leistungserhöhung bei einer älteren Anlage nach dem 31.12.2010 auf die installierte Leistung abgestellt und hiervon ein Abschlag von 10 % in Ansatz gebracht. Entsprechendes gilt, wenn die installierte Leistung einer vor dem 01.01.2011 in Betrieb genommenen Anlage erhöht wird. Denn auch in diesem Fall kann die erreichte Bemessungsleistung möglicherweise noch nicht aussagekräftig sein. Sollte eine höhere Bemessungsleistung als die auf diese Weise errechnete Bemessungsleistung erreicht worden sein, wird diese herangezogen, wenn die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber dies nachweist.

³²⁷ Die Einführung der Höchstbemessungsleistung beschränkt den Einsatz der Biomassemenge auf den Status-quo. Gleichzeitig führen diese Grenzen, die bei Überschreiten grundsätzlich den vollständigen Verlust der Flexibilitätsprämie zur Folge hätten, zu Risiken für die Anlagenbetreiberin bzw. den Anlagenbetreiber. Diese müssen den Anlagenbetrieb im Jahresverlauf sehr genau planen. Um diese Risiken zu reduzieren und einmalige Jahreseffekte auszugleichen, wurde diese Regelung aufgenommen, die bei einer Überschreitung der Grenze in einem Kalenderjahr eine Durchschnittsbetrachtung ermöglicht und ausnahmsweise bei Einhaltung der Werte die Erfüllung der Voraussetzungen nach Satz 1 nicht entfallen lässt.

(2) Wenn und solange³²⁸ die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt werden, sind im Hinblick auf die Vergütung des Stroms aus der Anlage der am 31. Dezember 2011 geltende Inbetriebnahmebegriff und die Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung nach Maßgabe der folgenden Absätze anzuwenden.³²⁹

(3) Werden die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt, erhöht sich die Kapazitätskomponente „KK“ nach Nummer 2.3 Anlage 5 auf 190 Euro pro Kilowatt; zudem kann für den Strom aus der Anlage die Vergütung nach § 16 der für diese Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für die Strommenge beansprucht werden, die dem Produkt aus der Höchstbemessungsleistung und der ab dem Zeitpunkt nach § 33i Absatz 5 Satz 2 verbleibenden Vergütungsdauer in Stunden entspricht, maximal jedoch für zehn Kalenderjahre zusätzlich zu der für die Anlage geltenden Vergütungsdauer.³³⁰ Als verbleibende Vergütungsdauer nach Satz 2 gilt die Vergütungsdauer des zuerst in Betrieb gesetzten Generators der Anlage, unabhängig davon, ob der Generator mit Erneuerbaren Energien, Grubengas oder sonstigen Energieträgern in Betrieb gesetzt wurde.³³¹

(4) Werden die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt und wurde für den Strom aus der Anlage vor dem 1. August 2014 der Bonus für nachwachsende Rohstoffe in Anspruch genommen, müssen abweichend von Nummer I. 1. Buchstabe a Anlage 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung nicht ausschließlich nachwachsende Rohstoffe oder diese in Kombination mit pflanzlichen Nebenprodukten eingesetzt werden. § 2a der Biomasseverordnung in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung gilt abweichend von Nummer I. 3. Satz 1 und 2 Anlage 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074) in der am 31. Dezember 2011 geltenden Fassung entsprechend.³³² Die Sätze 1 und 2 gelten auch dann, wenn die Voraussetzungen des Absatz 1 nicht mehr erfüllt werden.³³³

³²⁸ Die Rechtsfolgen des Satz 1 treten nur ein, wenn auch die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie erfüllt werden. Sobald die Anlagenbetreiberin bzw. der Anlagenbetreiber wieder in die Festvergütung wechselt, gelten die Rechtsfolgen nicht mehr. Möglicherweise kann also für den Strom aus einer zugebauten Stromerzeugungseinheit keine EEG-Vergütung in diesem Zeitraum beansprucht werden.

³²⁹ Diese Anordnung führt dazu, dass die Biogasanlage auch wenn sie aus mehreren Stromerzeugungseinheiten besteht, ein Inbetriebnahmedatum erhält. D.h., auch bei einer Erweiterung der Biogasanlage mit einer fabrikneuen Stromerzeugungseinheit unter Geltung des EEG 2014 würde die neue Stromerzeugungseinheit das Inbetriebnahmedatum der bestehenden Stromerzeugungseinheit übernehmen. Aufgrund der Anordnung der Geltung des EEG 2012 führt dies dazu, dass für die Vergütung des Stroms aus der hinzugebauten Stromerzeugungseinheit die Vergütungsvorschriften gelten, die für die bestehende Stromerzeugungseinheit gilt. Da aufgrund der Anordnung der Geltung des EEG 2012 die Regelungen des EEG 2012 heranzuziehen sind – und damit u.a. auch § 66 EEG 2012 – kommen ggf. auch die Vorgängerfassungen des EEG zur Anwendung.

³³⁰ Die Erhöhung der Flexibilitätsprämie und die „Streckung“ des Vergütungszeitraums gilt damit nur für Biogas-Bestandsanlagen, welche die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie ohne Erhöhung der installierten Leistung erfüllen, also die Bemessungsleistung reduzieren.

³³¹ Mit dem Bezug auf den Generator wird bestimmt, dass der Vergütungszeitraum der Biogas-Bestandsanlage vor der Flexibilisierung entscheidend ist und der Vergütungszeitraum der hinzugebauten Stromerzeugungseinheit keine Rolle spielt (in Abweichung zum Urteil des BGH vom 23.10.2013, wie die Gutachter dieses verstehen).

³³² Da andere Substanzen eingesetzt werden als in Anlage 2 EEG 2009 zulässig sind, reichen für die Ermittlung der zu vergütenden Strommengen – Grundvergütung auf der einen und Nawaro-Bonus auf der anderen Seite - die in Anlage 2 mit den Standardgaserträgen vorgesehenen Aufteilungsregelungen nicht aus. Da § 2a BiomasseV i.V.m.

(5) Ab dem Zeitpunkt, ab dem die Voraussetzungen nach Absatz 1 erstmals erfüllt werden, kann die Vergütung nach § 16 der für die Anlage geltenden Fassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes nur noch bis zum 0,75-fachen der Höchstbemessungsleistung beansprucht werden.³³⁴ Im Fall des Absatz 1 Satz 4 kann die Vergütung nach § 16 der für die Anlage geltenden Fassung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes bis zur Bemessungsleistung in dem Kalenderjahr beansprucht werden, wenn die Voraussetzungen des Absatz 1 Satz 4 erfüllt werden.³³⁵ Die Sätze 1 und 2 gelten auch dann, wenn die Voraussetzungen des Absatz 1 nicht mehr erfüllt werden.³³⁶

(6) Die Absätze 1 bis 5 gelten nicht, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber für Strom aus der Anlage eine Flexibilitätsprämie nach § 33i des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung oder eine Flexibilitätsprämie nach § 69³³⁷ in Anspruch genommen hat.

§ 69 Flexibilisierung bestehender Anlagen mit Erhöhung der installierten Leistung³³⁸

(1) Für Strom aus Anlagen zur Erzeugung von Biogas, die nach dem am 31. Dezember 2011³³⁹ geltenden Inbetriebnahmebegriff vor dem 1. August 2014 in Betrieb genommen worden sind

Anlagen 1 bis 3 eine entsprechende Methodik vorsieht, ist diese zu verwenden. Der Nachweis ist durch Vorlage eines Umweltgutachters nach Nr. I.3 Satz 3 Anlage 2 EEG 2009 zu führen. Diese Vorschrift wird in Absatz 4 nicht ausgenommen.

³³³ Die voranstehenden Rechtsfolgen gelten sowohl für Biogas-Bestandsanlagen, welche die installierte Leistung erhöhen als auch solche, welche die installierte Leistung nicht verändern. Die Rechtsfolgen der Sätze 1 und 2 gelten auch dann, wenn die Biogas-Bestandsanlage wieder in die Festvergütung zurückwechselt oder in der Direktvermarktung ohne Flexibilitätsprämie bleibt. Allerdings müssen die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie zumindest einmal erfüllt worden sein.

³³⁴ Sobald Anlagenbetreiber/-innen in die Flexibilitätsprämie gewechselt sind, wird nur noch die Strommenge mit der Festvergütung bzw. der Marktprämie vergütet, die der Höchstbemessungsleistung entspricht. Ohne diese Regelung besteht die Gefahr, dass Anlagenbetreiber/-innen die Stromerzeugung in der Biogasanlage bis zur maximal möglichen Leistung erhöhen und damit mehr Biomasse eingesetzt wird. Dies kann sich wirtschaftlich „rechnen“, wenn die dabei erzielten Vergütungen höher sind als die Einnahmen aus der Flexibilitätsprämie zzgl. der Vergütungen.

³³⁵ Damit wird sichergestellt, dass die EEG-Vergütung in diesem Ausnahmefall auch für die Strommenge beansprucht werden kann, die oberhalb der Höchstbemessungsleistung liegt. Das gilt aber nur dann, wenn in dem Dreijahresdurchschnitt die eingeforderte Höchstbemessungsleistung nicht überschritten wird.

³³⁶ Die voranstehenden Rechtsfolgen gelten sowohl für Biogas-Bestandsanlagen, welche die installierte Leistung erhöhen als auch für solche, welche die installierte Leistung nicht verändern. Die Rechtsfolgen der Sätze 1 und 2 gelten auch dann, wenn die Biogas-Bestandsanlage wieder in die Festvergütung zurückwechselt oder in der Direktvermarktung ohne Flexibilitätsprämie bleibt. Allerdings müssen die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie zumindest einmal erfüllt worden sein.

³³⁷ Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Arten der Flexibilisierung soll nicht möglich sein.

³³⁸ Diese Vorschrift regelt die Voraussetzungen und die Höhe für den Ansatz „*StandardFlex*“.

³³⁹ Der BGH kommt in seinem Urteil zu § 3 Nr. 1 EEG 2009 zu dem Ergebnis, dass ein zugebautes BHKW das Inbetriebnahmedatum des alten BHKW teilt. Eine Anlagenerweiterung einer Bestandsanlage z.B. im Jahr 2015 würde also dazu führen, dass auch dieses BHKW als vor dem 01.08.2014 in Betrieb genommen gilt und damit unter die Übergangsregelung fallen würde. Da diese Erweiterung einen typischen Fall der Flexibilisierung darstellt und diese Fälle von der Übergangsregelung erfasst werden sollen, wurde auf den Inbetriebnahmebegriff aus dem EEG

und deren installierte Leistung gegenüber der installierten Leistung am 31. Juli 2014 nach dem 31. Juli 2014 erhöht wird, kann die Flexibilitätsprämie nach § 33i nach Maßgabe der folgenden Absätze nur in Anspruch genommen werden, wenn die Voraussetzungen der §§ 33a bis 33i³⁴⁰ erfüllt werden, die Bemessungsleistung der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr die Höchstbemessungsleistung der Anlage nicht überschreitet und dem Netzbetreiber diese Form der Flexibilisierung mitgeteilt wurde. § 68 Absatz 1 Satz 2 und 3 und § 68 Absatz 2, 4 bis 5 gelten entsprechend³⁴¹.

(2) Werden die Voraussetzungen des Absatz 1 erfüllt und beträgt die Höchstbemessungsleistung der Anlage bis zu 150 Kilowatt, erhöht sich die Kapazitätskomponente „KK“ im Sinne der Nummer 2.3 Anlage 5 auf 190 Euro pro Kilowatt.³⁴²

(3) Die Absätze 1 bis 2 gelten nicht, wenn die Anlagenbetreiberin oder der Anlagenbetreiber für Strom aus der Anlage eine Flexibilitätsprämie nach § 33i des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung oder eine Flexibilitätsprämie nach § 68³⁴³ in Anspruch genommen hat.

[...]

Anlage 5

Höhe der Flexibilitätsprämie

[...]

2. Berechnung

2.1 [...]

2009 abgestellt. Zwar könnte auch auf den Inbetriebnahmebegriff aus dem EEG 2012 abgestellt werden. Da der Wortlaut der Nachfolgeregelung (§ 3 Nr. 5 EEG 2012) geändert wurde und der BGH auf diese Änderung des Wortlauts hingewiesen hat, so dass möglicherweise eine andere Bewertung angezeigt ist, empfiehlt es sich aus Gründen der Rechtssicherheit, den Begriff aus dem EEG 2009 heranzuziehen. Möglicherweise könnten sich Wertungswidersprüche ergeben, wenn in der "allgemeinen" Übergangsregelung auf den Inbetriebnahmebegriff des EEG 2012 abgestellt würde.

³⁴⁰ Mit diesem Verweis wird vorgegeben, dass die Regelungen zur Direktvermarktung aus dem EEG 2014 umfassend auch für die Biogas-Bestandsanlagen gelten. Damit ist auch gewährleistet, dass der Anlagenbetreiber zwischen der Festvergütung und der Direktvermarktung mit Flexibilitätsprämie wechseln kann. Wäre ein solcher Wechsel nicht möglich, könnte dies Anlagenbetreiber und Banken abschrecken, den Wechsel in das Modell zu wagen. Man könnte zwar überlegen, z.B. nur einen einmaligen Wechsel zuzulassen. Nach diesem Wechsel wäre die Anlage jedoch in der Festvergütung „gefangen“. Dies erscheint deshalb nicht sinnvoll. Mitnahmeeffekte dürften dadurch nicht auftreten. Denn die Förderung über die Flexibilitätsprämie erfolgt ja nur, wenn die Anlage in der Direktvermarktung ist. Da nur über die Flexibilitätsprämie eine Refinanzierung der Kosten für die Flexibilisierung eingespielt werden können, dürfte es wohl eine Tendenz geben, möglichst in der Direktvermarktung zu bleiben.

³⁴¹ Durch die entsprechende Anwendung wird u.a. erreicht, dass im *StandardFlex* die vergütete Strommenge auf die Höchstbemessungsleistung begrenzt wird, also nicht wie im NeuFlex auf das 0,75fache der Höchstbemessungsleistung beschränkt ist.

³⁴² Hier wird *StandardFlexPlus* abgebildet. Die Erhöhung der Flexibilitätsprämie für kleinere Biogas-Bestandsanlagen gilt nur für Anlagen, welche die Voraussetzungen für die Flexibilitätsprämie durch eine Erhöhung der installierten Leistung erfüllen, also die Höchstbemessungsleistung nicht reduzieren müssen.

³⁴³ Ein Wechsel zwischen den verschiedenen Arten der Flexibilisierung soll nicht möglich sein.

In einem Schaltjahr ist in der zuvor genannten Formel statt dem Wert 8.760 der Wert 8.784 zu verwenden.³⁴⁴

³⁴⁴ Ein Schaltjahr hat 8.784 Stunden, so dass die Formel entsprechend angepasst werden muss.

6 Vergleich: Fördervorschlag BBH/IWES vs. EEG 2014-E (Kabinettsbeschluss) mit dem Fokus auf Biogas-Bestandsanlagen

Während der Erarbeitung des Fördervorschlags wurde die Diskussion zum EEG 2014 kontrovers und intensiv weitergeführt. Diese Debatte hatte und hat auch weiterhin viele Facetten im Hinblick auf die zukünftige Förderung von Biogas-Bestandsanlagen. Die Gutachter wurden nach dem Abschluss ihrer Bearbeitung (20.02.2014) in Ergänzung zu der ersten Aufgabenstellung gebeten, den erarbeiteten Fördervorschlag mit dem Kabinettsbeschluss der Bundesregierung vom 08.04.2014 zu einem „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts“ (BR-Drs. 157/14 sowie BT-Drs. 18/1304) zu vergleichen. Dies sollte nur im Hinblick auf die Regelungen zum Netzanschluss (§ 8 EEG 2014-E) und zur Flexibilisierung von Biogas-Bestandsanlagen (§ 52 EEG 2014-E i.V.m. Anlage 3) erfolgen. Europarechtliche und verfassungsrechtliche Aspekte sollten dabei nicht berücksichtigt werden. Die Ergebnisse sollten schlagwortartig in Tabellenform zusammengefasst werden.

In Tabelle 9 sind die gefundenen Ergebnisse zusammengestellt.

Tabelle 9: Vergleich des Reformvorschlags von BBH/IWES mit dem EEG 2014-E (Kabinettsentwurf)

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
1. Aspekt Netz		
<p>Neue Regelung für eine optimierte Nutzung von vorhandenen Netzkapazitäten als Option für die Anlagenbetreiber/-innen, die Vorteile aus der Flexibilisierung nutzen und Wind- bzw. PV-Einspeisungen im Netz aus dem Weg gehen können, Voraussetzung ist ein Verzicht der Anlagenbetreiber/-innen auf Netzausbau</p>	<p>Keine neuen Regelungen, lediglich § 8 Abs. 2 EEG 2014-E (Wahlrecht der Anlagenbetreiber/-innen bezüglich Netzverknüpfungspunkt) oder § 11 Abs. 3 EEG 2014-E (Vereinbarung zur besseren Integration der Anlage mit dem Netzbetreiber)</p>	<p>Vorteile: Anlagenbetreiber/-innen können u.U. hohe Netzanschlusskosten für den Anschluss zugebauter installierter Leistung einsparen; Anschluss muss nicht neu errichtet werden, so dass Strommengen sofort eingespeist werden können; Netzausbaukosten können ebenfalls eingespart und damit insoweit ein Anstieg der Netzentgelte verhindert werden; Anlagenbetreiber/-innen können Netzverknüpfungspunkt frei wählen, nicht von Netzbetreiber abhängig; Anlagenbetreiber/-innen können von Verzicht Abstand nehmen, so dass Anlagenbetreiber/-innen auf sich ändernde Netzsituation reagieren können; Fiktion des Verzichts als Vereinbarung stellt sicher, dass keine Entschädigungen nach § 15 EEG 2014 gezahlt werden müssen (Regelung der Anlage ist keine Einspeisemanagementmaßnahme!);</p> <p>Nachteile: Neue Regelung, welche die Akteure (u.a. Banken), nicht kennen; Erlösrisiko, das durch temporären Verzicht auf Netzausbau entsteht, ist schwer abschätzbar; Netzkapazität - und nicht ausschließlich die Stromnachfrage - beeinflusst ggf. den Fahrplan der Stromerzeugung</p>

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
2. Aspekt Vergütung		
Allgemein		
<p>Weiterentwickelter Ansatz auf Basis EEG 2012, der mit den zwei Flexibilisierungsansätzen zwei typisierte und grundlegend unterschiedliche Standortsituationen unterscheidet</p>	<p>Übernimmt weitgehend die Regelungen aus dem EEG 2012</p>	<p>Vorteile: Anreize sind differenzierter ausgestaltet und ermöglichen es, ungewünschte Entwicklungen zu korrigieren (z.B. Nutzungskonkurrenz Mais zu entschärfen); Mitnahmeeffekte werden aufgrund der Differenzierung minimiert; Weiterentwicklung der Flexibilitätsprämie aus EEG 2012, damit kann auf erarbeitetes Wissen in der Branche aufgebaut werden; Keine Erhöhung der absoluten EEG-Förderkosten für den Anlagenbestand zu erwarten, dennoch spürbare Flexibilisierung des Anlagenbestandes und dadurch relevanter Beitrag zum Ausgleich der fEE</p> <p>Nachteile: Erweiterte Regelung, welche die Akteure (u.a. Banken), nicht kennen; Komplexität nimmt weiter zu, auch wenn der Ansatz auf bekannte Mechanismen aufbaut; Spezifische EEG-Förderung pro (dann flexibler) kWh steigt</p>

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
<p>Deckelung auf Höchstbemessungsleistung (bei Anlagen die Stromproduktion flexibilisieren): Anlagen, die nach 31.12.2010 in Betrieb gegangen sind und Anlagen, bei denen die installierte elektrische Leistung nach dem 31.12.2010 erweitert wurde: 90 % der installierten elektrischen Leistung, es sei denn, es wird eine höhere Bemessungsleistung seit der Inbetriebnahme nachgewiesen; Anlagen, die vor 01.01.2011 in Betrieb gingen und deren Kapazität seither nicht erweitert wurde: höchste Bemessungsleistung seit der Inbetriebnahme; Überschreitung der Höchstbemessungsleistung in einem Kalenderjahr nicht relevant, wenn im dreijährigen Durchschnitt keine Überschreitung, ab Überschreitung Absenkung der Vergütung auf Marktpreis</p>	<p>Deckelung auf Höchstbemessungsleistung (unabhängig von Flexibilisierung): Anlagen, die nach 31.12.2011 in Betrieb gegangen sind: 90 % der installierten elektrische Leistung; Anlagen die vor 01.01.2012 in Betrieb gegangen sind: höchste Bemessungsleistung seit der Inbetriebnahme; ab Überschreitung Absenkung der Vergütung auf Marktpreis</p>	<p>Vorteile: Teilweise werden Anlagen auch schon seit dem 31.12.2010 in einem „Übergangsbetrieb“ gefahren und haben noch nicht die volle geplante und mögliche jährliche Stromerzeugungsmenge erreicht (z.B. dass das Wärmenetz noch nicht fertig gestellt ist usw.); Möglichkeit wird eröffnet, eine höhere Bemessungsleistung nachzuweisen; Durch die Ermittlung der Höchstbemessungsleistung im dreijährigen Durchschnitt kann auf Schwankungen zwischen den Jahren (Strompreis, Wärmebedarf, Regelleistungsbedarf) reagiert werden. Auf diese Weise kann das Betriebsrisiko, auf die Vergütung durch die Flexibilitätsprämie und die Marktprämie verzichten zu müssen, spürbar reduziert werden, da ein Ausgleich im Folgejahr möglich ist</p>
Flankierende Regelungen:		
<p>85 % des produzierten Stroms müssen direkt vermarktet werden, 15 % können z. B. selbst verbraucht werden</p>	<p>Keine Anforderungen, es können 100 % selbst verbraucht werden</p>	<p>Vorteil: 85 % des produzierten Stroms müssen pro Kalenderjahr tatsächlich eingespeist und in die Vermarktung gebracht werden. Damit besteht ein hoher Anreiz, die Vermarktung zu optimieren und deshalb die Stromerzeugung an den Preissignalen des Marktes auszurichten</p> <p>Nachteile: Administrativer Aufwand für den Nachweis; Manche Anlagen mit höheren Eigenstrombedarf haben geringen Anreiz zur Flexibilisierung</p>

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
<p>Lockerung des Ausschließlichkeitsprinzips: Es können organische Reststoffe eingesetzt werden; Es können besonders ökologische Substrate eingesetzt werden (ESK II)</p>	<p>Keine Regelungen, d.h. es können nur die pflanzlichen Nebenprodukte der Nr. III Anlage 2 EEG 2009 neben nachwachsenden Rohstoffen eingesetzt werden.</p>	<p>Vorteile: Anzahl der Substanzen, die neben nachwachsenden Rohstoffen eingesetzt werden können, kann erhöht werden. Damit wird Möglichkeit eröffnet, den Anteil von Energiepflanzen (z.B. Mais, Roggen) abzusenken und besonders ökologische Substrate zu verwenden; Spezifische EEG-Förderung pro kWh kann sinken.</p>
<p>Förderansätze im Einzelnen:</p>		
<p>a.) NeuFlex</p>		
<p>Spezieller Anreiz zur Absenkung der Bemessungsleistung (mit Vergütungsstreckung)</p>	<p>Kein spezieller Anreiz (ohne Vergütungsstreckung)</p>	<p>Vorteile: Absenkung der absoluten EEG-Förderkosten pro Anlage; Sorgt für weniger Biomassebedarf in Regionen mit sehr hohen Biomasse- und Ausbringungskosten (Durchbrechung Teufelskreis „Steigende Substratkosten - Erhöhung der Stromerzeugung“); i.d.R. nur für Standorte mit keinen/wenigen Wärmesenken geeignet Nachteile: Höhere spezifische EEG-Förderkosten pro kWh; Finanzierungspläne müssen angepasst werden (kann sehr aufwendig sein)</p>
<p>b.) StandardFlex</p>		
<p>Weiterführung der Flexibilitätsprämie aus dem EEG 2012 (ohne Deckelung)</p>	<p>Im Wesentlichen gleich, allerdings mit Deckelung der Flexibilisierung durch Erhöhung der installierten Leistung von Bestandsanlagen auf 1.350 MW_{el}</p>	<p>Vorteile: Keine Deckelung und damit keine Flexibilisierungsgrenze im Anlagenbestand; Keine Deckelung, so dass keine Unsicherheiten entstehen, ob Prämie noch beansprucht werden kann oder nicht (insoweit geringere Finanzierungskosten); Für Standorte mit Wärmesenken geeignet Nachteile: Höhere absolute EEG-Förderkosten je Anlage; Etwas höhere spezifische EEG-Förderkosten pro kWh</p>

BBH/IWES	EEG 2014-E	Vorteile und Nachteile BBH/IWES
StandardFlexPlus		
<p>Spezieller Anreiz für Biogasanlagen, die eine Bemessungsleistung bis 150 kW_{el} aufweisen</p>	<p>Kein spezieller Anreiz</p>	<p>Vorteile: Erhöhung der Biomasseausnutzung (höherer Wirkungsgrad der Verstromungsanlagen); Potential der Anlagen, die einer Flexibilisierung zugeführt werden erhöht sich; Professionalisierung und Effizienzsteigerung von kleineren Biogasanlagen.</p> <p>Nachteile: Höhere spezifische EEG-Förderkosten pro kWh</p>

7 Quellenverzeichnis

- Agora Energiewende (Hrsg.) (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesignprozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014-2017. Berlin.
- Altrock, Martin/Vollprecht, Jens (2011): Zur Entwicklung des Einspeisemanagements zwischen dem Vorrang Erneuerbarer Energien und dem Ausbau fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten, in: ZNER 2011, S. 231 ff.
- Altrock, Martin/Oschmann, Volker/Theobald, Christian (Hrsg.) (2013): EEG. Erneuerbare Energien Gesetz. Kommentar, 4. Auflage 2013. Berlin.
- arrhenius consult GmbH/Ecofys GmbH/MVV Energie AG/TAKON GmbH (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für Erneuerbare Energien. Abrufbar unter https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf. Abgerufen am 15.01.2014.
- ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e. V. (Hrsg.) (2011): BHKW-Kenndaten 2011: Module, Anbieter, Kosten. Frankfurt am Main.
- Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (Hrsg.) (2012): Bayernplan. Einsatz von Biogas zum Ersatz von Gaskraftwerken. München.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hrsg.) (2013): Kraftwerksplanungen und aktuelle ökonomische Rahmenbedingungen für Kraftwerke in Deutschland. Abrufbar unter www.bdew.de. Aufgerufen am 05.02.2014.
- Behrens, J. (2012): Flexibilisierung durch Gasspeicherung mit Tragluftfolienabdeckungen. VDI Fachkonferenz „Bedarfsorientierte Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan“ am 17.04.2012. Berlin.
- BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Abrufbar unter http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Studie_BNE_Kapazitaetsmarkt_1109.pdf. Abgerufen am 15.01.2014.
- BMU (2014): Fragen und Antworten zum EEG. Abrufbar unter <http://www.erneuerbare-energien.de/die-themen/gesetze-verordnungen/erneuerbare-energien-gesetz/fragen-zum-ee-2012/#c3162>. Aufgerufen am 04.02.2014.
- BMU (2012), Stellungnahme vom 30.11.2012 zum Empfehlungsverfahren 2012/19 der Clearingstelle EEG. Abrufbar unter https://www.clearingstelle-ee.de/files/Stellungnahme_BMU_30112012.pdf. Aufgerufen am 12.12.2013.
- Calliess, Christian/Ruffert, Matthias (Hrsg.) (2011): EUV/AEUV. Das Verfassungsrecht der Europäischen Union mit Europäischer Grundrechtecharta. Kommentar, 4. Auflage 2011. München.
- CDU/CSU/SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Berlin.
- Consentec GmbH (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Abrufbar unter <http://www.consentec.de/wp->

content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf. Aufgerufen am 15.01.2014.

Daniel-Gromke, Jacqueline (2014): E-Mail an Manuel Stelzer vom 10.03.2014.

Deutsche Bundesregierung (Hrsg.) (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG (vom 21.01.2014). Abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>. Aufgerufen am 27.01.2014.

Deutsche Bundesregierung (2014b): Mitteilung der Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland an die Europäische Kommission vom 20.01.2014. Abrufbar unter http://oliver-krischer.eu/fileadmin/user_upload/gruene_btf_krischer/2014/EEG_-_BReg_Stellungnahme_zum_Eroeffnungsbeschluss.pdf. Aufgerufen am 04.02.2014.

Deutsche Bundesregierung (2011): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht). Abrufbar unter http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_erfahrungsbericht_2011_bf.pdf. Aufgerufen am 27.01.2014.

Deutsches Biomasse Forschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2012): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. Im Auftrag des BMU. Berlin.

Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH (DBFZ) (Hrsg.) (2013): Stromerzeugung aus Biomasse (FKZ 03MAP250) – Zwischenbericht 15.06.2013. Im Auftrag des BMU. Berlin.

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR)/Institut für Technische Thermodynamik, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung/Fraunhofer IWES/Ingenieurbüro für neue Energien (Hrsg.) (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Abrufbar unter http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf. Aufgerufen am 15.01.2014.

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Abrufbar unter http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf. Aufgerufen am 15.01.2014.

enervis energy advisors GmbH/BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Berlin.

EPEX Spot SE (2014): Abrufbar unter epexspot.com. Aufgerufen am 14.01.2014.

EUROSOLAR Europäische Vereinigung für Erneuerbare Energien e. V. (2013): Memorandum zur Energiemarktreform 2013. Abrufbar unter <http://www.eurosolar.de/de/index.php/memoranden-a-papiere-2013-archivmenumemopap-371/1781-memorandum-2013>. Aufgerufen am 15.01.2014.

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) (Hrsg.) (2013): Basisdaten Bioenergie Deutschland (August 2013). Gülzow-Prüzen.

Fachverband Biogas e. V. (2014): Branchenzahlen – Prognose 2013/2014 – Stand 11/2013. Abrufbar unter www.biogas.org. Aufgerufen am 06.02.2014.

Fraunhofer IWES u.a. (2014): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien (Förderkennzeichen: 03MAP237). Im Auftrag des BMWi. Laufendes

Vorhaben. Datenbereitstellung ist erfolgt durch die BNetzA über das BMWi im Februar 2014.

- Fraunhofer IWES (2013): Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von kleinen Gülle-Biogasanlagen. Im Auftrag der Agrikomp GmbH. Kassel.
- Fraunhofer IWES (2012): Landkreis als Vorreiter. Regenerative Modellregion Harz. Abschlussbericht. Kassel.
- Fraunhofer IWES u.a. (2011): Flexible Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan, S. 48 ff. Im Auftrag des BMU. Berlin.
- Frenz, Walter/Müggenborg, Hans-Jürgen (Hrsg.) (2013): EEG, 3. Auflage 2013. Berlin.
- Gawel, Erik/Purkus, Alexandra (2012): Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, in: ZUR 2012, S. 287 ff.
- Genoese, Fabio (2013): Modellgestützte Bedarfs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse von Energiespeichern zur Integration Erneuerbarer Energien in Deutschland. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Fakultät für Wirtschaftswissenschaften. Karlsruhe.
- GEODE (2013): Stellungnahme zur Weiterentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zu der Diskussion um die Einführung eines neuen Strommarktdesigns. Abrufbar unter http://www.geode.eu.org/uploads/GEODE%20Germany/Stellungnahme/2013/20130304_stellungnahme_zur_weiterentwicklung_des_eeg_und_zu_der_diskussion_um_die_einfuehrung_eines_neuen_strommarktdesigns.pdf. Aufgerufen am 15.01.2014.
- Göhler, D. (2013): Deutschlandkarte. Abrufbar unter www.wikipedia.de. Aufgerufen am 28.11.2013.
- Grabitz, Eberhard/Hilf, Meinhard/Nettesheim, Martin (Hrsg.) (2013): Das Recht der Europäischen Union, Stand: 51. Ergänzungslieferung. München.
- Greenpeace/Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland (BUND) (2013): Flexibilität erhöhen, Versorgung sichern, Energiewende vorantreiben. Zur Debatte um ein neues Strommarktdesign in Deutschland. Abrufbar unter <https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20130613-positionspapier-bund-gp-flexibilitaeten-im-stromsystem.pdf>. Aufgerufen am 15.01.2014.
- Holzhammer, Uwe et al. (2013): Steuerbare Stromproduktion aus Biogas – Auswirkungen auf die Gasbereitstellung. Sind Biogasspeicher die Lösung? Tagungsband Biogas 2013 – 6. Innovationskongress. Osnabrück.
- Holzhammer, Uwe (2012): Markt- und Flexibilitätsprämie als Instrument für die bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Vortrag, Tagungsband, S. 13 – 34. VDI Fachkongress: bedarfsorientierte Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Berlin.
- Holzhammer, Uwe/Nelles, Michael/Scholwin, Frank (2013): Auswirkung der flexiblen Stromproduktion aus Biogas auf den konventionellen Kraftwerkspark und dessen CO₂-Emissionen. Schriftenreihe Umweltingenieurwesen Band 36 – Tagungsband, 7. Rostocker Bioenergieforum. Bad Hersfeld.
- Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013): EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur

- Inanspruchnahme der Marktprämie (Marktprämienmodell – MPM). Abrufbar unter www.eeg-kwk.net. Aufgerufen am 28.11.2013.
- Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014a): EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (Marktprämienmodell – MPM). Abrufbar unter www.eeg-kwk.net. Aufgerufen am 27.01.2014.
- Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2014b): Pressemitteilung der Übertragungsnetzbetreiber zur Veröffentlichung der EEG-Mittelfristprognose. Abrufbar unter www.eeg-kwk.net. Aufgerufen am 27.01.2014.
- Informationsplattform der Deutschen Übertragungsnetzbetreiber (2013): EEG-Anlagenstammdaten mit Angaben über monatliche Direktvermarktung zur Inanspruchnahme der Marktprämie (Marktprämienmodell – MPM). Abrufbar unter www.eeg-kwk.net. Aufgerufen am 28.11.2013.
- IZES gGmbH – Institut für Zukunfts-Energie-Systeme (2013): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Abrufbar unter <http://www.bee-ev.de/1:1253/Publikationen/Studien/2012/Kompassstudie-Marktdesign.html>. Aufgerufen am 15.01.2014.
- Jarass, Hans D./Pieroth, Bodo (Hrsg.) (2012): Grundgesetz. Kommentar. 12. Auflage. München.
- Kahl, Hartmut (2013): Gutachten zu Fragen des Vertrauensschutzes bei Änderungen des EEG. Erstellt im Rahmen des Dienstleistungsauftrages „Rechtliche und instrumentelle Weiterentwicklung des EEG“ (Vorhaben III) im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Würzburg.
- Klinski, Stefan (2009): EEG-Vergütung: Vertrauensschutz bei künftigen Änderungen der Rechtslage? Erörterung unter Berücksichtigung der Entscheidung des BVerfG zum sog. Anlagensplitting 2009. Berlin.
- Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU) (Hrsg.) (2013): Biogaserzeugung und -nutzung: Ökologische Leitplanken für die Zukunft (Nov. 2013). Dessau-Roßlau.
- KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (2013): Direktvermarktung von Biogasstrom. Darmstadt.
- KTBL Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (2009): Faustzahlen Biogas. Darmstadt.
- Lackmann, Johannes (2013): Die Zukunft des EEG, Vortrag Agora Energiewende 13.02.2013. Abrufbar unter http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/externe_Praesentationen/02_Lackmann_Praesentation.pdf. Aufgerufen am 15.01.2014.
- Lehnert, Wieland (2012): Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren-Energien: Eine rechtliche Analyse der Direktvermarktung im EEG 2012, in: ZUR 2012, S. 4 ff.
- Lehnert, Wieland/Vollprecht, Jens (2009): Neue Impulse von Europa: Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU, in: ZUR 2009, S. 307 ff.
- Loibl, Helmut (2013): Folgen der Entscheidung über den Anlagenbegriff, in: Biogas Journal 2013, S. 130 ff.

- Loibl, Helmut et al. (Hrsg.) (2013): Biogasanlagen im EEG, 3. Auflage 2013. Berlin.
- Maunz, Theodor/Dürig, Günter (Hrsg.) (2013): Grundgesetz Kommentar, Stand: 69. Ergänzungslieferung. München.
- McLloyd, Francis (2012): Regelzonen mit Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland. Abrufbar unter www.wikipedia.de. Aufgerufen am 25.11.2013.
- Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig Holstein (Hrsg.) (2013): Fakten zu Abregelung und Entschädigungsansprüchen von Strom aus Erneuerbaren Energien in den Jahren 2012 und 2011 in Schleswig – Holstein. Abrufbar unter www.schleswig-holstein.de. Aufgerufen am 05.02.2014.
- Öko-Institut e. V./LBD-Beratungsgesellschaft mbH/Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Abrufbar unter <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>. Aufgerufen am 15.01.2014.
- Ostbayerisches Technologie-Transfer-Institut e.V. (OTTI) (2014): Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien. Tagungsband. Regensburg.
- Plattform Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2012): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbarer Energien. Abrufbar unter www.erneuerbare-energien.de. Aufgerufen am 05.02.2014.
- ProFair Consult + Project GmbH (Hrsg.) (2012): Biogasanlagenbetriebskonzepte die zu einer Erlösoptimierung für den produzierten Strom über die Markt- und Flexibilitätsprämie führen. 5. Innovationskongress Biogas, Tagungsbandbeitrag und Vortrag. Osnabrück.
- Reshöft, Jan (Hrsg.) (2009): EEG, 3. Auflage 2009. Baden-Baden.
- Richter, Christoph (2010): Die Behandlung mehrerer Biomasseanlagen im EEG 2009, in: NVwZ 2010, S. 1007 ff.
- Sachs, Michael (Hrsg.) (2009): Grundgesetz. Kommentar, 5. Auflage 2009. München.
- Salje, Peter (2009): EEG. Kommentar. 5. Auflage 2009. Köln, München.
- Schmidt-Bleibtreu, Bruno/Hofmann, Hans/Hopf auf, Axel (Hrsg.) (2011): Grundgesetz Kommentar, 12. Auflage 2011. Köln.
- Statkraft (2013): Pressemitteilung, Düsseldorf, den 9. Januar 2013. Abrufbar unter www.statkraft.de. Aufgerufen am 22.01.2014.
- Steinbrück, Peer/Machnig, Matthias (2013): Neue Energie – [...] – 10 Maßnahmen für eine erfolgreiche Energiewende. Abrufbar unter http://www.spd.de/aktuelles/106676/20130815_steinbrueck_machnig_energiepapier.html. Aufgerufen am 15.01.2014.
- Streinz, Rudolf (Hrsg.) (2012): EUV/AEUV, 2. Auflage 2012. München.
- Thomas, Henning/Vollprecht, Jens (2012): Neubau, Versetzung, Erweiterung, Konzeptänderung und „verbessernde“ Reparatur von EEG-Anlagen oder: Das Anlagenphantom, in: ZNER 2012, S. 334 ff.
- Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft, Forsten, Umwelt und Naturschutz (Hrsg.) (2011): Maisanbau für die Biogaserzeugung in Thüringen. Jena.
- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2013): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Dessau-Roßlau.

- Umweltbundesamt (Hrsg.) (2012): Globale Landflächen und Biomasse nachhaltig und ressourcenschonend nutzen. Langfassung. Dessau-Roßlau.
- v. Mangoldt, Hermann/Klein, Friedrich/Starck, Christian (Hrsg.) (2010): GG, Bd. 2, 6. Auflage 2010. München.
- v. Münch, Ingo/Kunig, Philip (Hrsg.) (2012): Grundgesetz Kommentar, Band 1, 6. Auflage 2012. München.
- Valentin, Florian (2012): Das neue System der Direktvermarktung von EEG-Strom im Überblick, in: REE 2012, S. 11 ff.
- VDMA Power Systems (2013): Positionspapier. EEG 2.0 und Strommarktdesign 2.0 – Jetzt die Energiewende entschlossen anpacken. Frankfurt am Main.
- Verband der Elektrotechnik, Elektronik, Informationstechnik e. V. (VDE) (Hrsg.) (2012): VDE-Studie: Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. Frankfurt am Main.
- VKU/BDEW (2013): Gemeinsame Positionen zum Marktdesign der Zukunft. Abrufbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/B4ADCA7D6D9A4CFFC1257B82004B9FE0/\\$file/130606%20Anlage%20zur%20PM%20BDEW%20und%20VKU%20legen%20gemeinsame%20Grundsätze%20zum%20Energemarkt%20der%20Zukunft%20vor.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/B4ADCA7D6D9A4CFFC1257B82004B9FE0/$file/130606%20Anlage%20zur%20PM%20BDEW%20und%20VKU%20legen%20gemeinsame%20Grundsätze%20zum%20Energemarkt%20der%20Zukunft%20vor.pdf). Aufgerufen am 15.01.2014.
- von der Groeben, Hans/Schwarze, Jürgen (Hrsg.) (2003): Kommentar zum Vertrag über die Europäische Union und zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft, 6. Auflage 2003. Heidelberg.
- Welter, Philippe (2013): Verbesserungsbedarf im EEG und ein neues Marktmodell für ein FEE-dominiertes Stromversorgungssystem, Vortrag Agora Energiewende 13.02.2013. Abrufbar unter http://www.agora-energie.de/fileadmin/downloads/externe_Praesentationen/01_Welter_Praesentation.pdf. Aufgerufen am 15.01.2014.
- Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (2007): Sozial-ökologische Bewertung der stationären energetischen Nutzung von importierten Biokraftstoffen am Beispiel von Palmöl. Abrufbar unter <http://clearingstelle-eeg.de/studie/302>. Aufgerufen am 05.02.2014.
- Wustlich, Guido/Müller, Dominik (2011): Die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien im EEG – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, in: ZNER 2011, S. 380 ff.
- ZSW, AGEE Stat (2013): Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012. Abrufbar unter www.erneuerbare-energien.de. Aufgerufen am 05.02.2014.