

ZNER

27/1
2023

Zeitschrift für Neues Energierecht

Aus dem Inhalt:

Carl Bennet Nienaber/Veronika Widmann/Dr. Hartwig von Bredow
Die bilanzielle Teilung von Rohbiogas und Biomethan im Kontext der Vermarktung im EEG und im Kraftstoffmarkt

RA Dr. Martin Altmann, Mag.rer.publ./RAin Christine Kliem, LL.M. (University of Aberdeen)
Rechtliche Möglichkeiten und Grenzen der Förderung von Transformationstechnologien für CCS, CCU und CDR

BGH
Fernwärme Berlin

OLG Düsseldorf
Rechtsfrage zu Zuschlägen für die Genehmigung von WKAs an Land

OLG Düsseldorf
Rechtsfrage zum Datum der (Wieder-)Aufnahme des Dauerbetriebs einer KWK-Anlage

OLG Düsseldorf
Rechtsfrage der Genehmigung nach § 23 ARegV

OLG Düsseldorf
Zum Ausschreibungsverfahren für WKA

LG Bayreuth
Keine Entschädigungspflicht des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber für einspeisungsmanagementbedingte Ausgleichsenergiekosten des Drittvermarkters

LG Berlin
Stromversorger darf Abschlag nicht ohne Preiserhöhung anheben

BVerwG
Öffentliche Zustellung im vereinfachten immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren

VGH Mannheim
WEA-Genehmigung und UVP

OVG Münster
§ 45b BNatSchG: Anwendungsfragen; Europarechtskonformität; Ausnahmeregelung

Wissenschaftlicher Beirat

Prof. Dr. Gabriele Britz
Heinz-Peter Dicks
Prof. Dr. Martin Eifert
Peter Franke
Anne-Christin Frister
Dr. Stephan Gatz
Prof. em. Dr. Reinhard Hendler
Prof. Dr. Georg Hermes
Dr. Volker Hoppenbrock
Prof. Dr. Lorenz Jarass
Prof. Dr. Claudia Kemfert
Prof. Dr. Wolfgang Kirchhoff
Prof. Dr. H.-J. Koch
Prof. Dr. Silke R. Laskowski
Prof. Dr. Uwe Leprich
Prof. Dr. Kurt Markert
Prof. Dr. Bernhard Nagel
Dr. Volker Oschmann
Prof. Dr. Alexander Roßnagel
Prof. Dr. Dr. Dr. h.c. F. J. Säcker
Prof. Dr. Sabine Schlacke
Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski
Prof. Dr. Joachim Wieland

Redaktion

RA Dr. Peter Becker (Schriftleiter)
RA Dr. Martin Altmann
RA Dr. Hartwig von Bredow
Prof. Dr. Dr. Felix Ekarde, LL.M., M.A.
RA Dr. Wieland Lehnert
RAin Dr. Heidrun Schalle
Dr. Nina Scheer, MdB
RA Franz-Josef Tigges

ZNER · Jahrgang 27 · Nr. 1
Februar 2023 · S. 1 – 96
ISSN: 1434-3339

Aufsätze

Carl Bennet Nienaber/Veronika Widmann/Dr. Hartwig von Bredow*

Die bilanzielle Teilung von Rohbiogas und Biomethan im Kontext der Vermarktung im EEG und im Kraftstoffmarkt

Der nachfolgende Beitrag befasst sich mit Fragestellungen aus dem Bereich der Massenbilanzierung von Biogas und Biomethan. Die korrekte Massenbilanzierung ist entscheidend für die Vermarktung der Energieträger als Biokraftstoff im Rahmen der Treibhausgasemissionsminderungsquote nach den §§ 37a ff. BImSchG sowie für die Nutzung zur EEG-geförderten Strom- und Wärmeerzeugung. Der Beitrag diskutiert vor diesem Hintergrund die Zulässigkeit der sogenannten „bilanziellen Teilung“ von Biogas vor und nach der Einspeisung in das Erdgasnetz und damit ein Thema, das die Branche bereits seit dem EEG 2009 beschäftigt.

A. Hintergründe

Der Begriff der „bilanziellen Teilung“ spielt in der Biogasbranche bereits seit vielen Jahren eine gewichtige Rolle. Die ersten Diskussionen hierzu begannen bereits mit dem EEG 2009 und der Möglichkeit, auch rein pflanzliche Nebenprodukte in Anlagen einzusetzen, die den NawaRo-Bonus geltend machen, wobei für den auf diese Nebenprodukte entfallenden Stromertrag gleichzeitig kein Anspruch auf den NawaRo-Bonus bestand. Spätestens seit dem EEG 2012, mit dem die Möglichkeit eingeführt wurde, verschiedene Fördersätze für die Verstromung von Biogas in Abhängigkeit von den zur Biogaserzeugung eingesetzten Substraten geltend zu machen (Einsatzstoffvergütungsklassen („EVK“), 0, I und II), wird folgende Frage jedoch kontrovers diskutiert: Ist eine Menge Biogas im Hinblick darauf, aus welchen Substraten sie erzeugt wurde, einheitlich bezogen auf die im Fermenter eingesetzten Substrate zu betrachten, hat sie also bei Einsatz verschiedener Substrate stets eine „Mischqualität“, oder kann die Biogasmenge entsprechend der prozentualen Anteile der eingesetzten Substrate in „sortenreine“ Biogasmengen unterteilt werden? Die letztgenannte Option wird unter dem Begriff „bilanzielle Teilung“ diskutiert. Die Zulässigkeit der bilanziellen Teilung ist seit den ersten Entwürfen zum EEG 2009 regelmäßiges Streitthema zwischen Anlagenbetreibern, Umweltgutachtern, Bilanzierungssystemen und Netzbetreibern. Sie wird dabei in Abhängigkeit der jeweils anwendbaren EEG-Fassung, dem Zeitpunkt der Vornahme der bilanziellen Teilung – vor oder nach der Einspeisung in das Erdgasnetz – und den Auswirkungen, die sie auf die Höhe der EEG-Förderung hätte, diskutiert und teils unterschiedlich beurteilt. Die wirtschaftliche Bedeutung der Beantwortung dieser Fragen ist kaum zu unterschätzen. Insbesondere im Kraftstoffmarkt lassen sich mit sortenreinem Biomethan aus Substraten wie Mist und Gülle aktuell und wohl auch in den kommenden Jahren hohe Preise erzielen. Ob eine teilweise Ausrichtung einer Biogasanlage auf die Vermarktung von Biogas im Kraftstoffsektor möglich ist, hängt jedoch entscheidend davon ab, wie die sortenreine Lieferung von Biomethan aus diesen Substraten sich auf den Förder-

anspruch des übrigen Biogases beim Einsatz zur Strom- und Wärmeerzeugung – sowohl vor Ort als auch in über das Erdgasnetz belieferten Biomethan-BHKW – auswirkt. Entfielen ein Förderanspruch für die Verstromung von Biogas in Anlagen, die nach dem EEG gefördert werden, allein deshalb, weil Biogas aus Mist und Gülle in den Kraftstoffsektor bilanziert wird, würde dies die Wirtschaftlichkeit der Umstellung eines Anlagenkonzepts in Frage stellen, insbesondere wenn zur Vermarktung des Biogases im Kraftstoffsektor noch in die hierfür notwendige Biogasaufbereitungsanlage investiert werden muss.

Im Folgenden wird deshalb dargestellt, wann überhaupt von einer bilanziellen Teilung zu sprechen ist und warum in den ganz überwiegenden Fällen eine separate Kraftstoff- und EEG-Vermarktung unter Zuordnung des Biogases aus Mist und Gülle zum Kraftstoffsektor rechtlich zulässig ist.

B. Die bilanzielle Teilung von Biogas

Die Zulässigkeit der bilanziellen Teilung ist aus der Perspektive der jeweiligen Nutzung des Biogases zu betrachten. Zunächst ist hier zwischen dem Einsatz des Biogases im Kraftstoffsektor und der Nutzung zur EEG-geförderten Stromerzeugung zu differenzieren. In diesen Einsatzbereichen ist die Zulässigkeit jeweils (scheinbar) unterschiedlich geregelt, sodass eine bestimmte Biogasmenge, die bilanziell geteilt wurde, im Kraftstoffsektor im Einklang mit den Vorgaben des dafür geltenden Rechtsrahmens eingesetzt werden kann, während dieselbe Biogasmenge – nach teilweise vertretener Auffassung – in bestimmten EEG-Fassungen bei ihrer Verstromung keinen Förderungsanspruch begründen würde. Innerhalb der Betrachtung nach dem EEG ist weiter zwischen einer bilanziellen Teilung nach (unter II. 1.) und vor der Einspeisung (unter II. 2.) zu unterscheiden. Weiter ist hier zwischen den verschiedenen EEG-Fassungen zu differenzieren.

I. Bilanzielle Teilung bei der Vermarktung im Kraftstoffsektor

Eine Vermarktung von Biomethan im Kraftstoffsektor ist derzeit wirtschaftlich besonders sinnvoll, da Biomethan als Erfüllungsoption nach § 37a Absatz 5 Nummer 3 in Verbindung mit § 37b Absatz 6 BImSchG genutzt werden kann, um Treibhausgasemissionsminderungspflichten im Sinne des § 37a Absatz 1 und 4 BImSchG zu erfüllen. Die Treibhausgasemissionsminderung ergibt sich aus der Differenz zwischen einem Referenzwert der Treibhausgasemissionen für fossile Energieträger und den tatsächlichen Emissionen des als Erfüllungsoption eingesetzten Biokraftstoffs. Anstatt die Treibhausgasemissionsminderungspflichten selbst zu erfüllen, können Quotenverpflichtete die Pflicht zur Erfüllung durch einen Vertrag auf Dritte übertragen, die an ihrer Stelle Biokraftstoffe in Verkehr bringen (vgl. § 37a Absatz 6 oder 7 BImSchG). Da die Nichterfüllung von Treibhaus-

* Mehr über die Autoren erfahren Sie auf S. 96.

gasminderungspflichten hohe Pönalen (derzeit 600 € pro Tonne CO_{2eq}) nach sich zieht, kommt Biomethan mit besonders niedrigen Treibhausgaswerten neben dem Wert als Energieträger ein weiterer wirtschaftlicher Wert zu. Biomethan aus den Substraten Mist und Gülle werden dabei sogar negative Treibhausgasemissionen zugeordnet. Dies geht zurück auf die Berechnungsmethodik der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie („RED II“) für die Treibhausgasemissionen, die einen sogenannten „Gülle-Bonus“ vorsieht. Dieser wird deshalb gewährt, weil Gülle, wenn sie nicht energetisch genutzt wird, als Düngemittel ausgebracht wird und dabei klimaschädliches Methan emittiert. Die energetische Nutzung ist daher eine CO₂-Senke. Hinzu kommt, dass sogenannte fortschrittliche Biokraftstoffe mit dem Doppelten ihres Energiegehalts auf die Treibhausgasminderungspflichten angerechnet werden können, soweit ein Quotenverpflichteter die gesonderte Pflicht zum Inverkehrbringen fortschrittlicher Biokraftstoffe erfüllt hat (vgl. § 14 Absatz 1 und 4 38. BImSchV). Fortschrittliche Biokraftstoffe sind solche, die aus den Substraten aus Anlage 1 zur 38. BImSchV erzeugt wurden. Zu diesen zählen auch Biokraftstoffe aus Mist und Gülle.

Vor diesem Hintergrund strebt die Biogasbranche an, möglichst große Mengen von aus diesen Substraten erzeugtem Biomethan im Kraftstoffsektor zu vermarkten und nicht zu verstromen.

Die Vermarktung des auf bestimmte Einsatzstoffe wie Gülle und Mist entfallenden Anteils des Gases als Biokraftstoff ist nach derzeit wohl einhelliger Auffassung unabhängig davon möglich, wie die verbleibenden Mengen genutzt werden und ob und welche Auswirkungen eine Teilung anhand von Einsatzstoffen vor oder nach der Einspeisung auf die EEG-Förderung hat.

Voraussetzung dafür, dass Quotenverpflichtete im Sinne des § 37a Absatz 1 BImSchG sich eine Treibhausgasminderung anrechnen lassen können, ist die Zertifizierung der einzelnen Schnittstellen auf der Wertschöpfungskette des Biomethans und die Nachweisführung im Nabsy-Register der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung, die Einhaltung der Nachhaltigkeitsanforderungen nach Biokraft-NachV und die Nutzung eines Massenbilanzsystems, das den Anforderungen der Biokraft-NachV genügt. Hierfür erfolgt ohnehin eine getrennte Betrachtung der Treibhausgas-Emissionswerte („THG-Werte“) der auf die unterschiedlichen Einsatzstoffe und ihren spezifischen Energieertrag zurückzuführenden Biogasmengen. Eine gedankliche bzw. bilanzielle Aufteilung von Biogasmengen ist sogar zwingend notwendig, wenn in einer Anlage verschiedene Einsatzstoffe mit unterschiedlichen Energieerträgen und THG-Werten zum Einsatz kommen.

Tatsächlich muss eine derartige Aufteilung in sortenreine Biogasteilmengen zwingend möglich sein. Die Nutzung eines Massenbilanzsystems, das eine solche Aufteilung ermöglicht, ist eine Vorgabe der Biokraft-NachV an Biokraftstoffe, die als Erfüllungsoption zur Minderung von Treibhausgasminderungspflichten genutzt werden können (vgl. § 10 Biokraft-NachV).

Dabei ist es für das „Schicksal“ der Güllegasmenge mit erhöhtem THG-Minderungspotential irrelevant, was mit anderen in der Anlage produzierten Gasmengen geschieht. Ob die Gasmengen nach oder vor der Einspeisung in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt werden, spielt keine Rolle. Denn es kommt nur darauf an, welche Menge des Biomethans auf Gülle zurückzuführen ist und dass diese Menge nur einmal bilanziert und verkauft wird.

Für die Vermarktung des Biomethans als Biokraftstoff ist es also unschädlich, ob und wann Teilmengen bilanziell abgetrennt und wofür sie verwendet werden.

Es dürfte auch nicht im Widerspruch zur RED II und den einschlägigen nationalen Rechtsnormen stehen (insbesondere der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung), wenn für die im EEG genutzten Mengen der Güllebonus nach dem EEG 2009 in Anspruch genommen wird. Denn entscheidend für die Anrechenbarkeit der THG-Minderung ist allein, dass die Gasmenge auch tatsächlich auf Gülle oder Mist zurückzuführen ist und dies ordnungsgemäß dokumentiert ist. So wäre es selbstverständlich nicht möglich, die Güllegasmenge an sich doppelt zu vermarkten, z. B. indem sie einmal als Güllegas ins Erdgasnetz eingespeist und andererseits noch über eine eigene Erdgastankstelle angerechnet wird. Denn dann müssten beide Gasmengen für sich genommen die Anforderungen an die Anrechenbarkeit erfüllen, tatsächlich gibt es die zertifizierte Menge aber nur einmal.

So liegt der Fall bei Inanspruchnahme des Güllebonus aber nicht. Güllebonus und THG-Quote „honorieren“ unterschiedliche Aspekte der Gaserzeugung. Während es beim Güllebonus nicht auf (Teil-)Mengen des produzierten Biogases ankommt, sondern allein auf den Anteil von Gülle an den Einsatzstoffen bzw. den Fermenterinhalt der Anlage insgesamt (hierzu sogleich unter B.II.1.a) bb)), ist im Verkehrsbereich entscheidend, dass eine konkrete Gasmenge auf Mist und/oder Gülle zurückzuführen ist. Auch führt die Nutzung beider Instrumente nicht zu einer Doppelförderung. Die Systematik der THG-Minderungspflichten und des THG-Quotenhandels ist bereits keine Förderung für Anlagenbetreiber im engeren Sinne. Anlagenbetreiber erhalten keine Zahlungen aus dem staatlichen Haushalt oder aus einem Umlagentopf, sondern reagieren auf eine Nachfrage am Markt.

II. Bilanzielle Teilung bei EEG-geförderter Stromerzeugung

Die Zulässigkeit der bilanziellen Teilung im EEG wird häufig im Hinblick auf eine Teilung der Biogasmengen nach der Einspeisung betrachtet. Der Grund hierfür ist, dass der Gesetzgeber diese Option erstmals im EEG 2014 ausdrücklich geregelt hat. Ebenso relevant ist jedoch eine bislang, soweit ersichtlich, in der juristischen Fachliteratur nicht detailliert diskutierte Aufteilung von Rohbiogasmengen noch vor der Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz. Im Folgenden sollen daher beide Möglichkeiten in Hinblick auf die verschiedenen EEG-Fassungen und Vergütungsansprüche diskutiert werden.

Dabei ist eine differenzierte Betrachtung angezeigt, die berücksichtigt, wie und zu welchem Zeitpunkt die Biogasmengen im Einzelfall aufgeteilt und vermarktet werden, welche Förderansprüche geltend gemacht werden und ob je nach Gestaltung überhaupt von einer bilanziellen Teilung im Sinne des EEG die Rede sein kann.

1. Bilanzielle Teilung nach der Einspeisung bei EEG-geförderter Stromerzeugung

Vor Inkrafttreten des EEG 2014 wurde die Thematik vor dem Hintergrund der Begründung zum Regierungsentwurf der Biomasseverordnung 2012 diskutiert. Danach sollte eine bilanzielle Aufteilung der verschiedenen zur Biogaserzeugung verwendeten Einsatzstoffe auf einzelne hieraus erzeugte Biogasteilmengen zur Verstromung in verschiedenen Stromerzeugungseinheiten nicht zulässig sein.¹ Schon damals war jedoch zweifelhaft, ob diese für sich genommen rechtlich nicht bindende Regierungsbegründung zur BiomasseV 2012 für die Beurteilung der Zulässigkeit entscheidend sein konnte und vor allem, ob diese sich überhaupt auf Anlagen nach dem EEG 2009 auswirken konnte, für die die BiomasseV 2012 nicht galt.²

¹ BT-Drs 17/6071, S. 100.

² Hennig/von Bredow, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schomekus, EEG-Kommentar, 5. Auflage (2017), § 44b Rn. 45.

Mit dem EEG 2014 hatte sich dieser gesetzgeberische Wille jedenfalls überholt: § 47 Absatz 7 EEG 2014 legte erstmalig ausdrücklich fest, dass der Anspruch auf finanzielle Förderung für Strom aus Biomethan auch dann besteht, wenn das Biomethan vor seiner Entnahme aus dem Erdgasnetz anhand der Energieerträge der zur Biomethanherzeugung eingesetzten Einsatzstoffe bilanziell in einsatzstoffbezogene Teilmengen geteilt wird. Die bilanzielle Teilung ist im Rahmen einer Massenbilanz zu dokumentieren.

Durch die Neuregelung sollte eine getrennte Vermarktung einsatzstoffbezogener Teilmengen im Kraftstoffmarkt und zur Verstromung angesichts der unterschiedlichen Wertigkeiten der Substrate in Abhängigkeit von der Vermarktungsform ermöglicht werden (wobei zu diesem Zeitpunkt das EEG-Gas wirtschaftlich noch deutlich wertvoller war als Kraftstoffmengen).³ Eine entsprechende Regelung ist seitdem in allen Folgefassungen des EEG enthalten (vgl. § 47 Absatz 7 EEG 2014, der gemäß § 100 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014 auch für Anlagen nach dem EEG 2012 anwendbar ist, § 44b Absatz 6 EEG 2017, § 44b Absatz 5 EEG 2021 sowie § 44b Absatz 5 EEG 2023).

Gemäß § 100 Absatz 1 Nummer 4 EEG 2014 wurde die Regelung ausdrücklich auch auf Bestandsanlagen, die dem EEG 2012 unterfallen, ausgedehnt.⁴ Umstritten ist daher in Hinblick auf die Teilung nach der Einspeisung lediglich, ob diese auch im EEG 2009 zulässig ist oder ob sie einen Förderanspruch nach dem EEG 2009 entfallen lässt.

Warum eine ausdrückliche Ausdehnung auf EEG-Fassungen vor dem EEG 2012 unterlassen wurde, ist unklar. Es scheint nicht ausgeschlossen, dass schlicht keine Notwendigkeit gesehen wurde, auch Altanlagen nach EEG 2009 in den Anwendungsbereich einzubeziehen, da eine bilanzielle Aufteilung in sortenreine Biogasmengen im EEG 2009 für die Förderstruktur des EEG 2009 irrelevant erschien.⁵

Vor diesem Hintergrund wird regelmäßig angenommen, dass eine bilanzielle Teilung insgesamt nur nach der Einspeisung in das Erdgasnetz zulässig sei und dass eine bilanzielle Teilung für Anlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2012 in Betrieb genommen wurden, förderschädlich wirke.⁶

Diese Schlussfolgerung ist jedoch alles andere als zwingend. Zum einen ist schon die Gesetzesbegründung zum EEG 2014 uneinheitlich. Während zum einen § 47 Absatz 7 EEG 2014 nur auf den Anlagenbestand, der ab 2012 in Betrieb genommen worden ist, Anwendung finden soll, heißt es zur Vorschrift selbst:

„Der neue Absatz 7 stellt klar, dass für Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomethan der Vergütungsanspruch auch besteht, wenn das Biomethan vor der Ausspeisung aus dem Gasnetz der allgemeinen Versorgung bilanziell nach Einsatzstoffgruppen aufgeteilt wird.“⁷

Wenn aber nur eine Klarstellung erfolgt, so bedeutet dies, dass eine solche Teilung auch zuvor implizit bereits zulässig war.⁸

Es ist weiter nicht ersichtlich, warum EEG-2009-Anlagen die Teilnahme am Kraftstoffmarkt verwehrt werden sollte. Die zum EEG 2014 hierzu angestellten Überlegungen des Gesetzgebers lassen sich auf EEG-2009-Anlagen übertragen. Sofern davon ausgegangen wird, auf eine ausdrückliche Ausdehnung sei verzichtet worden, weil Anlagen nach dem EEG 2009 ohnehin unter dem Verdacht einer Überförderung gestanden hätten, so dass nicht zusätzlich eine alternative Vermarktungsoption geboten werden sollte,⁹ so bleibt dies spekulativ. Überdies dürfte dieses Argument sich mittlerweile überholt haben. Angesichts steigender Rohstoffkosten, insbesondere für Mist und Gülle, deren Marktwert analog des Wertes für „Güllegas“ für den Kraftstoffsektor steigt, ist vielmehr abzusehen, dass Anlagenbetreiber, die ihr Biomethan allein nach dem EEG 2009 vermarkten, demnächst kaum noch wettbewerbsfähige Preise für diese Einsatzstoffe werden bieten können.

Es scheint naheliegend, dass der Gesetzgeber bei der Ausweitung der Übergangsbestimmungen ausschließlich auf das EEG 2012 schlicht nicht im Blick hatte, dass die fehlende Ausdehnung der bilanziellen Teilung auch auf das EEG 2009 dazu führt, dass diese Anlagen so aus der Kraftstoffvermarktung ausgeschlossen werden und die Möglichkeit der bilanziellen Teilung im Rahmen der Übergangsbestimmung ausschließlich mit dem Fokus auf die Relevanz für die EEG-Förderung betrachtet wurde. Diese ist im EEG 2009 – anders als im EEG 2012 – jedenfalls nicht evident.

Letztlich kann die Zulässigkeit einer bilanziellen Teilung nach Einspeisung im EEG 2009 aber ohnehin dahinstehen. Denn selbst wenn man von einer Unzulässigkeit einer bilanziellen Teilung ausgehen möchte, so kann dies stets nur eine Rolle spielen, wenn die Teilung auch EEG-rechtlich relevant ist. Es muss also zunächst überhaupt eine bilanzielle Teilung im Sinne des EEG 2009 vorliegen. Dies ist hier nicht der Fall.

Der Begriff der bilanziellen Teilung in den verschiedenen EEG-Fassungen setzt stets eine Aufteilung in „einsatzstoffbezogene Teilmengen“ voraus. Um überhaupt von einer bilanziellen Teilung im Sinne des EEG sprechen zu können, braucht es also eine „Einsatzstoffbezogenheit“, die nach hier vertretener Ansicht auch einen Bezug zum EEG aufweisen muss. So wird zum Beispiel Biomethan, das nach dem EEG 2012 verstromt wird, regelmäßig in Gasmengen nach den einzelnen Einsatzstoffvergiftungsklassen geteilt, um die Handhabbarkeit in der Vermarktung angesichts der unterschiedlichen Fördersätze in Abhängigkeit der eingesetzten Substrate (vgl. § 27 Absatz 1 und 2 EEG 2012) zu gewährleisten. Auch im EEG 2009 ist eine einsatzstoffbezogene Aufteilung von Gasmengen grundsätzlich denkbar. Dies betrifft den Fall, dass in einer NawaRo-Anlage neben nachwachsenden Rohstoffen und Gülle auch rein pflanzliche Nebenprodukte zum Einsatz kommen. Für den auf diese Nebenprodukte zurückgehenden Stromertrag besteht kein Anspruch auf den NawaRo-Bonus. Würden daher Gasmengen entlang der Einsatzstoffe NawaRo und Nebenprodukte geteilt, so ließe sich durchaus von einer bilanziellen Teilung sprechen, die dann – je nach vertretener Ansicht – ggfs. unzulässig wäre.

Weist eine Teilung von Gasmengen anhand ihrer Einsatzstoffe aber keinen Bezug zum EEG auf, sondern geschieht sie anhand von Kriterien und zu Zwecken, die außerhalb des EEG liegen, so liegt aus Sicht des EEG schon keine bilanzielle Teilung vor. Die Teilung ist dann aus Sicht des EEG neutral und kann daher nicht unzulässig sein.

Dies sei anhand eines Beispiels veranschaulicht: Der Betreiber einer BGAA beliefert zwei Biomethananlagen über das Erdgasnetz mit Biomethan. In seiner Anlage werden neben Mais

3 BT-Drs. 18/1304, S. 144.

4 BT-Drs. 18/1304, S. 177: *„Der Förderanspruch bei bilanzieller einsatzstoffbezogener Teilung von Biomethanmengen besteht nur für den Teil des Anlagenbestandes, der ab dem Jahr 2012 in Betrieb genommen wurde.“*

5 So etwa *Sänger/Martel*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energie-recht, 4. Auflage (2018), § 44b, Rn. 69.

6 *Walter*, in: BeckOK EEG, 12. Edition, (Stand, 14. Juni 2022), § 44b EEG 2021, Rn. 114; *Dr. Martin Altrock et.al*, Vorschlag für ein Dokumentationssystem für Beschaffenheitsmerkmale von Biogas (Leit-faden), Stand 11.01.2021.

7 BT-Drs. 18/1304, S. 144, dort noch zu § 45 Absatz 7, der im Verlaufe des Gesetzgebungsverfahrens zu § 47 wurde.

8 *Hennig/von Bredow*, in: Frenz/Müggenborg/Cosack/Hennig/Schome-rus, EEG-Kommentar, 5. Auflage (2017), § 44b Rn. 45.

9 So etwa *Sänger/Martel*, in: Säcker, Berliner Kommentar zum Energie-recht, 4. Auflage (2018), § 44b, Rn. 69, Fn. 87.

auch Zuckerrüben eingesetzt. Bei beiden Einsatzstoffen handelt es sich um NawaRo im Sinne der Anlage 2 zum EEG 2009. Legt einer der Betreiber Wert darauf, gegenüber seinen Wärmekunden damit werben zu können, dass sein Gas nicht aus Mais stammt, so spräche nichts dagegen, dass der BGAA-Betreiber ihm versichert, dass der an diesen Betreiber gelieferte Methanertrag rechnerisch auf Zuckerrüben zurückzuführen ist. Dies würde die Vergütungsansprüche beider BHKW nach dem EEG 2009 unberührt lassen. Denn für die Vergütung nach dem EEG 2009 ist es nicht relevant, auf welchen einzelnen Einsatzstoff eine Gasmenge zurückzuführen ist. Entscheidend ist allein, dass in der Erzeugungsanlage insgesamt ausschließlich Einsatzstoffe einer bestimmten Kategorie – NawaRo – zum Einsatz kommen, nicht aber, ob es sich dabei um Rüben, Mais oder eben Mist und Gülle handelt. Die einzelnen nachwachsenden Rohstoffe sind gleichwertig, eine einsatzstoffbezogene Aufteilung ist daher aus Sicht des EEG innerhalb der Kategorie „Nachwachsende Rohstoffe“ nicht möglich.

Es bestünde auch keine Notwendigkeit, das an beide BHKW gelieferte Biomethan anhand der Einsatzstoffe zu kennzeichnen. Denn um eine Vergütung zu erhalten, muss allein nachgewiesen werden, dass die anlagenbezogenen Voraussetzungen des EEG 2009 eingehalten werden. Die rechtlich nicht relevante, lediglich aus Marketinggesichtspunkten gewählte gedankliche Aufteilung in Teilmengen aus Rüben und Mais spielt aus EEG-2009-Sicht keine Rolle.

2. Bilanzielle Teilung vor der Einspeisung bei EEG-geförderter Stromerzeugung

Der Begriff der bilanziellen Teilung vor der Einspeisung beschreibt die Situation, dass an einem Standort aus derselben Anlage zur Erzeugung von Rohbiogas (Biogaserzeugungsanlage) sowohl BHKW zur Stromerzeugung mit Rohbiogas versorgt werden, als auch eine Anlage zur Aufbereitung des Rohbiogases zu Biomethan und Einspeisung ins Erdgasnetz (Biogasaufbereitungsanlage oder BGAA) betrieben wird. Dann ist es wirtschaftlich sinnvoll, die auf „wertvolle“ Substrate zurückzuführenden Rohbiogasmengen der Aufbereitung zuzuordnen. Sie können dann aufbereitet und übers Erdgasnetz als Kraftstoff vermarktet werden. Die – aus Sicht der THG-Minderung – auf weniger wertvolle Substrate zurückgehenden Mengen an Rohbiogas hingegen können den BHKW zugeordnet werden.

Eine solche bilanzielle Teilung von Biogas vor der Einspeisung durch Zuordnung bestimmter Mengen zu den Verbrauchseinrichtungen vor Ort ist nach den verschiedenen Fassungen des EEG weder ausdrücklich vorgesehen noch ausdrücklich verboten. § 47 Absatz 7 EEG 2014 bzw. seine Nachfolgevorschriften (zuletzt § 44b Absatz 5 EEG 2023) beziehen sich ausdrücklich nur auf die Teilung von Biomethanmengen im Erdgasnetz.¹⁰

Es fehlt daher an einem gesetzlichen Anhaltspunkt für die Zuordnung einer bestimmten, von den Verhältnissen im Fermenter der Biogaserzeugungsanlage abweichenden Eigenschaft. Einen solchen bietet das EEG in der Regel nur für aus dem Erdgasnetz entnommenes Gas, das bilanziell auf an anderer Stelle eingespeiste Biomethanmengen zurückzuführen ist.

Nach verbreiteter und zutreffender Auffassung ist es daher z. B. nicht möglich, das Biogas aus einer Biogasanlage zum Zweck der „Vergütungsoptimierung“ bilanziell zu teilen und dann verschiedenen vor Ort installierten BHKW oder Gaskesseln unterschiedliche Gasqualitäten zuzuordnen.

Diese restriktive Auslegung ist richtig und legitim, wenn es darum geht, durch die bilanzielle Teilung die EEG-Förderung

zu „optimieren“ und im Schnitt eine höhere Vergütung zu erzielen, als der Anlage bzw. den Anlagen aufgrund der eingesetzten Einsatzstoffe eigentlich zustehen würde.

Eine solche unzulässige Vergütungsoptimierung durch bilanzielle Teilung wäre beispielsweise anzunehmen, wenn im Fermenter der Biogaserzeugungsanlage neben nachwachsenden Rohstoffen und Gülle im Sinne von Nummer II der Anlage 2 zum EEG 2009 auch rein pflanzliche Nebenprodukte im Sinne von Nummer V der Anlage 2 zum EEG 2009 eingesetzt würden und in einem BHKW bilanziell ausschließlich NawaRo-Biogas und im Gaskessel bilanziell ausschließlich Gas aus rein pflanzlichen Nebenprodukten eingesetzt wird, mit dem Ziel, für einen größeren Teil des Stroms den NawaRo-Bonus zu erhalten. Der NawaRo-Bonus wird nur für den Anteil des Stroms gewährt, der aus Biogas aus NawaRo und Gülle, nicht aber für Strom, der aus Biogas aus rein pflanzlichen Nebenprodukten erzeugt wird (vgl. Ziffer 1 Nummer 3 Satz 1 und 2 Anlage 2 zum EEG 2009).

Im Fall des EEG 2012 könnte angestrebt werden, im BHKW ausschließlich Gas der Einsatzstoffvergütungskategorie II und im Gaskessel Gas aus der EVK I einzusetzen, ebenfalls mit dem Ziel, für den gesamten Strom die höhere Vergütung nach EVK II zu erhalten. Beide Vorhaben wären mit dem EEG nicht vereinbar. Vielmehr ist vor der Einspeisung von einem untrennbaren Gasgemisch mit gleichbleibenden Eigenschaften auszugehen, die sich nach den über das gesamte Kalenderjahr eingesetzten Einsatzstoffen bestimmen. Anders verhält es sich unseres Erachtens jedoch auch hier, wenn die bilanzielle Teilung aus Sicht des EEG – wie oben bereits für das EEG 2009 dargestellt – „neutral“ ist und einzig zu Zwecken erfolgt, die außerhalb des EEG liegen.

Eine solche Neutralität kann insbesondere für das EEG 2009, das EEG 2014, das EEG 2017, das EEG 2021 und das EEG 2023 festgestellt werden.

Innerhalb der einzelnen EEG-Fassungen muss die Zulässigkeit einer bilanziellen Teilung allerdings mit Blick auf unterschiedliche Fördervoraussetzungen und unterschiedliche Boni-Regelungen, die die Grundförderung ergänzen, differenziert betrachtet werden.

a) EEG 2009

aa) Grundvergütung und NawaRo-Bonus

Für die Darstellung der Neutralität einer Aufteilung von Gasemengen bei der Geltendmachung der Grundvergütung und des NawaRo-Bonus nach dem EEG 2009 verweisen wir zunächst auf unsere Darstellungen unter B.II.1 sowie das dort aufgeführte Beispiel.

Dieses lässt sich auf die Situation einer Mengenaufteilung vor Ort übertragen. Wenn in der dazu analogen Situation vor der Einspeisung der Betreiber eines belieferten Satelliten-BHKW aus Marketing-Gründen Wert darauf legen würde, dass das in seinen BHKW eingesetzte Biogas aus Zuckerrüben und nicht aus Mais stammt, würde sich dies entsprechend der obigen Ausführungen nicht auf den EEG-Vergütungsanspruch der Satelliten- und der eigenen Anlage des Erzeugers des Rohbiogases auswirken, da die beiden Einsatzstoffe Zuckerrüben und Mais nach dem EEG 2009 gleichwertig sind. Es kommt allein darauf an, dass in der Biogasanlage insgesamt nur zulässige Rohstoffe eingesetzt werden. Die Vergütungs Voraussetzungen sind insofern anlagen- und nicht einsatzstoffbezogen.

Ähnlich liegt der Fall, wenn sortenreines Biomethan aus Mist und Gülle im Kraftstoffsektor vermarktet und weitere Gasemengen aus der Biogaserzeugungsanlage, in der keine pflanzlichen Nebenprodukte im Sinne der Nummer V der Anlage zu EEG 2009 zum Einsatz kommen, vor Ort zur EEG-geförderten Verstromung nach dem EEG 2009 eingesetzt werden.

¹⁰ Bauer, in: Baumann/Gabler/Günther, EEG (2019), § 44b Rn. 81.

Die Abnehmer des Biomethans im Kraftstoffmarkt legen Wert darauf, dass das Biomethan aus Mist und Gülle stammt und über das Nabisy-System entsprechend bilanziert wird. Dementsprechend soll dies so bescheinigt werden (Nachhaltigkeitsnachweis). Aus EEG-2009-Sicht spielt es aber keine Rolle, ob nun Biomethan aus Mais oder aus Mist/Gülle vor Ort verstromt wird. Für den Vergütungsanspruch der BHKW vor Ort ist lediglich nachzuweisen, dass das in den Vor-Ort-BHKW eingesetzte Biogas aus einer Biogasanlage stammt, in der ausschließlich nachwachsende Rohstoffe (Energiepflanzen oder Gülle) eingesetzt worden sind, vgl. Nummer I. 1. a) der Anlage 2 zu EEG 2009.

Ob es sich dabei um Biogas aus Mais, Rüben, Gülle oder Festmist handelt, spielt keine Rolle. Mit anderen Worten: Die im Hinblick auf die Vermarktung im Kraftstoffsektor getroffene Unterscheidung zwischen verschiedenen NawaRo-Fractionen hat für das EEG 2009 auch bei der Vor-Ort-Verstromung keine Relevanz.

Die Neutralität des EEG 2009 gegenüber gedanklichen Zuordnungen von Rohbiogasmengen zum Kraftstoffsektor zeigt sich auch daran, dass sich die Betreiberin des Vor-Ort-BHKW gegenüber dem Netzbetreiber nicht darauf berufen müsste. Sie müsste lediglich durch ein Einsatzstoff-Tagebuch mit Angaben und Belegen über Art, Menge und Einheit sowie Herkunft der eingesetzten Stoffe nachweisen, dass in ihrer Anlage keine anderen als die zulässigen Stoffe eingesetzt werden (vgl. Nummer I. 1. b) der Anlage 2 zum EEG 2009) – nicht aber, was mit den auf diese Einsatzstoffe zurückzuführenden einzelnen Teilmengen passiert. Die Angaben im Einsatzstofftagebuch sind unabhängig von der Betrachtung im Kraftstoffbereich korrekt und nicht zu beanstanden. Die Anlagenbetreiberin beruft sich daher gegenüber dem Netzbetreiber gerade nicht darauf, dass dem BHKW nur der eine oder andere Einsatzstoff, der bei der Erzeugung des Biogases verwendet wurde, zuzuordnen ist.

Eine „gedankliche“ Abtrennung des Gases aus den Inhaltsstoffen Gülle und Mist kann daher keine Folge für die Grundvergütung und den NawaRo-Bonus haben, da alle hierfür erforderlichen Voraussetzungen weiterhin erfüllt werden.

bb) Güllebonus

Ferner kann es auch als zulässig erachtet werden, trotz der bilanziellen Abtrennung des Gülle-Gases für den in einem Vor-Ort-BHKW erzeugten Strom ggfs. den Güllebonus in Anspruch zu nehmen, sofern dessen Voraussetzungen vorliegen.

Denn der Güllebonus wird bereits dafür gewährt, dass der Gülleanteil in einer Biogasanlage jederzeit mindestens 30 Masseprozent beträgt, vgl. Nummer VI. 2. b) der Anlage 2 zum EEG 2009. Dies ist hier unabhängig davon, dass der auf den Gülleinsatz zurückzuführende Anteil bilanziell getrennt betrachtet wird und der Aufbereitungsanlage zugerechnet wird, der Fall. Die Voraussetzungen des Güllebonus sind anhand des Fermenterinhalt bzw. des Anlageninputs zu prüfen. Liegt der Gülleanteil an den Einsatzstoffen nachweislich jederzeit bei mindestens 30 Masseprozent, sind die Voraussetzungen für den Güllebonus erfüllt – ganz gleich, ob das Biogas im Hinblick auf die Aufbereitung und die Vermarktung im Kraftstoffsektor nach Einsatzstoffen geteilt wird.

Diese Überlegung lässt sich anhand eines Umkehrbeispiels veranschaulichen.

So kann der Güllebonus für ein (Satelliten-)BHKW, das Biogas aus zwei Anlagen mit nur 20 Prozent Gülleanteil bezieht, nicht damit begründet werden, dass dem BHKW das Gülle-Biogas vorrangig „bilanziell“ zugeordnet wird und der Güllegasanteil im BHKW dann bei fiktiven 40 Prozent liege. Denn die Anforderungen an die Gesamtanlage wären in diesem Fall nicht erfüllt. Dann kann aber andersherum die bilanzielle Zuordnung des Güllegases zur Aufbereitungsanlage nichts daran ändern, dass das verstromte Biogas aus einer Anlage stammt,

in der der Anteil an Gülle im Fermenter und an den Einsatzstoffen jederzeit bei mindestens 30 Masseprozent lag.

Ein solches Vorgehen erscheint auch nicht rechtsmissbräuchlich. Der Güllebonus wird dafür gewährt, dass in der Biogasanlage ein Mindestanteil an Gülle vergoren wird. Sinn und Zweck des Güllebonus ist es, Anlagenbetreiber dazu anzuhalten, die in vielen Gegenden ohnehin vorhandene Gülle energetisch zu nutzen. Mit dem Güllebonus insbesondere für kleinere Anlagen sollten ungenutzte Potentiale gehoben werden.¹¹ Ist die Voraussetzung von 30 Masseprozent Gülle erfüllt, erscheint es daher auch gerechtfertigt, dem Anlagenbetreiber den Güllebonus zu gewähren. Dass im Hinblick auf die Treibhausgasminderungsquote dann eine getrennte Betrachtung des Treibhausgaswerts der verschiedenen Einsatzstoffe erfolgt und der Anlagenbetreiber entscheiden muss, welche Einsatzstoffe er der Biogasaufbereitungsanlage zuordnet, steht dem unseres Erachtens nicht entgegen. Denn das gesetzgeberische Ziel eines vermehrten Einsatzes von Gülle wird unabhängig davon erreicht.

Zwar ließe sich einwenden, dass der Gülleinsatz in gewissem Sinne doppelt „honoriert“ wird. Dies ist jedoch Folge der jeweils anwendbaren gesetzlichen Regelungen im EEG und im Rahmen der Treibhausgasminderung im Verkehrsbereich (hierzu oben) und dem Anlagenbetreiber nicht vorzuwerfen. Dazu kommt, dass der Güllebonus in Cent pro erzeugter Kilowattstunde Strom gezahlt wird. Wenn aber Teilmengen des Biogases gar nicht verstromt, sondern als Kraftstoff verkauft werden, dann fällt auch der Güllebonus nur in entsprechend geringerem Umfang an.

Dennoch mag bei Anlagen, die den Güllebonus in Anspruch nehmen und gleichzeitig mittels der hier geschilderten Zuordnung der Güllegasmengen Biomethan aus Gülle als Kraftstoff vermarkten, eine gewisse Überförderung naheliegen. Diese kann jedoch in der Praxis jedenfalls dadurch vermieden werden, dass der Anlagenbetreiber auf die Geltendmachung des Güllebonus verzichtet, indem er die hierfür erforderlichen Nachweise und Gutachten nicht erbringt.

cc) Technologie- und Luftreinhaltebonus

Für den Technologiebonus und den Luftreinhaltebonus eines Vor-Ort-BHKW bleibt die differenzierte Betrachtung im Kraftstoffmarkt ebenfalls ohne Auswirkung. Beide stellen nur Anforderungen an den Prozess der Aufbereitung des Biogases und an die Biogasanlage selbst. Die Boni sind damit gänzlich unabhängig von den zur Erzeugung des Biogases eingesetzten Stoffen. Ein Grund, aus dem die Boni auf Grund der Zuordnung des auf Gülle basierenden Biogases zum Kraftstoffsektor entfallen sollten, ist daher nicht ersichtlich.

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass eine Vermarktung des Güllegases im Verkehrsbereich und eine damit einhergehende Aufteilung der Gasmenge vor der Einspeisung aus Sicht des EEG 2009 keine Auswirkungen auf die jeweils anlagenbezogene Grundvergütung, den NawaRo-, den Gülle- oder den Technologie- und Luftreinhaltebonus hat. Die „bilanzielle Teilung“ der Gasmengen ist aus Sicht der anlagenbezogenen Vergütungsstruktur des EEG 2009 neutral und führt nicht zu einer „Optimierung“ der Vergütung. Insofern kann sogar davon gesprochen werden, dass aus Sicht des EEG 2009 schon keine bilanzielle Teilung vorliegt, wenn bei Konstellationen mit Vor-Ort-Verstromung und Gasaufbereitung für Zwecke außerhalb des EEG gedanklich einzelne Teilmengen der einen oder anderen Verwendung zugewiesen werden.

b) EEG 2012

Anders als nach dem EEG 2009 kann es nach dem EEG 2012 im oben geschilderten Beispiel des Wärmeabnehmers am Sa-

¹¹ BT-Drs. 16/8148, S. 81.

tellitenstandort durchaus einen Unterschied machen, welcher Verbrauchseinrichtung die Gasmengen aus Mais und Gülle jeweils zugeordnet werden. Mais ist der EVK I zuzuordnen, während Gülle unter die EVK II fällt. Die Verstromung von Gas aus Gülle führt daher zu einer höheren Vergütung als die aus „Mais-Gas“.

Daher wäre es mangels ausdrücklicher gesetzlicher Regelung zur bilanziellen Teilung vor der Einspeisung wohl unzulässig, die Güllegasmengen z. B. einem BHKW und die Maisgasmengen einem ebenfalls installierten Heizkessel zuzuordnen. Denn Folge hiervon wäre, dass für einen größeren Anteil des Stroms eine höhere Vergütung nach der EVK II in Anspruch genommen werden könnte als ohne vorherige bilanzielle Teilung.

Anders liegt der Fall jedoch, wenn das „wertvolle“ EVK-II-Güllegas gerade nicht dem BHKW zugeordnet werden soll, sondern der Aufbereitungsanlage. Das hieraus erzeugte Biomethan soll dann wiederum nicht Biomethan-BHKW, sondern dem Kraftstoffsektor zugeordnet werden. Ein dem EEG 2012 zuzuordnendes Vor-Ort-BHKW würde daher eine geringere Vergütung erzielen, als dies bei einer Gesamtbetrachtung des Gasgemisches möglich wäre.

Es ist nicht zwingend, dass das EEG einer solchen nicht missbräuchlichen bilanziellen Teilung und Zuordnung bestimmter Gasmengen zur Aufbereitungsanlage im Wege steht. Allein aus der Tatsache, dass eine bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen nach der Einspeisung ausdrücklich zulässig ist, während eine bilanzielle Teilung vor der Einspeisung im Gesetz keine ausdrückliche Erwähnung findet, kann dies nicht geschlossen werden. Es ist grundsätzlich genauso gut denkbar, dass dann erst Recht eine Teilung vor der Einspeisung möglich sein soll. Für die insgesamt erzielbare Vergütung nach dem EEG ist die Teilung vor der Einspeisung schließlich genauso unerheblich wie die Teilung nach der Einspeisung. Es wird insgesamt nicht mehr oder weniger Strom aufgrund der EVK II vergütet, wenn das Güllegas der einen oder anderen Anlage zugewiesen wird.

Dabei kann es nicht entscheidend sein, ob die Anlagen vor Ort stehen oder über das Erdgasnetz versorgt werden. Angenommen eine Biogaserzeugungsanlage, die zu 40 Prozent Gas aus EVK II und zu 60 Prozent aus EVK I erzeugt, speist die volle Menge nach Aufbereitung ins Erdgasnetz ein. Das EVK-I-Gas wird ausschließlich in einem Biomethan-BHKW 1 verstromt und entsprechend vergütet. Das EVK-II-Gas wird ausschließlich in einem Biomethan-BHKW 2 verstromt und entsprechend vergütet. Dies wäre nach dem EEG 2012 ausdrücklich zulässig. Es würde für die insgesamt anfallende EEG-Förderung keinen Unterschied machen, wenn die beiden BHKW nicht über das Erdgasnetz, sondern über eine Rohbiogasleitung als eigenständige Satelliten versorgt würden und die Aufteilung wie oben geschildert erfolgen würde. Daher ist auch nicht ersichtlich, warum die bilanzielle Teilung vor der Einspeisung nach dem EEG 2012 nicht möglich sein sollte. Jedenfalls dann, wenn sie insgesamt zu einer geringeren EEG-Vergütung führt, ist sie daher nach hier vertretener Ansicht zulässig.

Allerdings wird in der Gesetzesbegründung zur Biomasseverordnung 2012, die weiterhin auf Anlagen nach dem EEG 2012 anzuwenden ist, recht deutlich, dass der Gesetzgeber jedenfalls bei Einsatz mehrerer Stromerzeugungseinheiten vor Ort eine Aufteilung der Mengen nicht angestrebt hatte. Dort heißt es:

„Eine bilanzielle Aufteilung der verschiedenen Einsatzstoffe auf einzelne hieraus erzeugte Biogasteilmengen zur Verstromung in verschiedenen Stromerzeugungseinheiten ist nicht zulässig.“¹²

Zwar sollen die Biogasteilmengen hier nicht unterschiedlichen Stromerzeugungseinheiten, sondern einer Stromerzeugungseinheit und einer Biogasaufbereitungsanlage zugeordnet werden. Auch hat der Gesetzgeber mit der ausdrücklichen Zulassung der bilanziellen Teilung im EEG 2014 seine Auffassung zumindest teilweise revidiert. Dennoch erscheint es auch plausibel, im EEG 2012 angesichts der „einsatzstoffscharfen“ Förderung und der Begründung zu BiomasseV 2012 eine bilanzielle Teilung für die Verstromung vor Ort abzulehnen. Dies gilt jedoch jedenfalls nicht für Biomethan-BHKW, die nach dem EEG 2012 gefördert werden (dazu sogleich unter B.II.2.d)).

c) EEG 2014, 2017 und 2021, EEG 2023

Seit dem EEG 2014 ist die Förderung von Strom aus Biogas nicht mehr von bestimmten Einsatzstoffen abhängig. Weder gibt es einen Bonus für den alleinigen Einsatz nachwachsender Rohstoffe, noch werden unterschiedliche Einsatzstoffe unterschiedlich vergütet.

Nach den neueren Gesetzesfassungen kann es daher erst recht keine Rolle mehr spielen, wenn einzelne Teilmengen bilanziell der Verstromung vor Ort und andere der Biogasaufbereitungsanlage zugeordnet werden. Solange in der Erzeugungsanlage ausschließlich Biomasse im Sinne der jeweils anwendbaren Fassung der Biomasseverordnung zum Einsatz kommt, ist es den neueren Fassungen des EEG „egal“, worauf der Gasertrag konkret beruht. Es kann daher keine Rolle spielen, wenn einzelne Teilmengen des Rohbiogases vor der Aufbereitung der Stromerzeugungseinrichtung vor Ort und andere der Aufbereitungsanlage zugeordnet werden. Es kommt also ebenfalls nicht zu einer nach dem EEG relevanten bilanziellen Teilung vor der Einspeisung.

Dies gilt insbesondere für Gasmengen, die nach dem EEG 2014 verstromt werden. Das EEG 2014 sah weder anlagenbezogene Boni (wie das EEG 2004/2009) noch eine einsatzstoffbezogene Vergütung (wie das EEG 2012) noch einen „Maisdeckel“ (wie das EEG 2012, 2017, 2021 und 2023) vor.

Die Einhaltung des jeweils anwendbaren Maisdeckels (EEG 2012: 60 Masseprozent; EEG 2017: 50 bzw. 47 Prozent je nach Zuschlagsdatum; EEG 2021: 40 Masseprozent; EEG 2023 40, 35 oder 30 Masseprozent je nach Datum des Zuschlags in der Ausschreibung) muss in der jeweiligen Erzeugungsanlage selbstverständlich sichergestellt werden. Ist dies gewährleistet, ist eine Zuordnung einzelner Teilmengen zum BHKW bzw. zur Biogasaufbereitungsanlage nach dem EEG unschädlich.

Es ließe sich zwar argumentieren, dass bei einer Zuordnung des Güllegases zur BGAA im BHKW bilanziell Gas zum Einsatz kommt, das zu einem größeren Anteil auf Mais beruht, als das Gasgemisch insgesamt über das Jahr betrachtet. Würden in einer Erzeugungsanlage beispielsweise 60 Prozent Gülle und 40 Prozent Mais eingesetzt und die Güllegasmengen vollständig der BGAA zugeschlagen, so würde im BHKW Biogas verstromt, das bilanziell zu 100 Prozent auf Mais zurückzuführen wäre.

Der Maisdeckel ist jedoch nicht mengenbezogen zu betrachten, sondern – ähnlich wie die Voraussetzungen für den Erhalt des Güllebonus – anlagenbezogen. Nicht jede kWh Biogas muss die Anforderung einhalten, sondern die Erzeugungsanlage insgesamt und übers Jahr betrachtet.

Dies ergibt sich schon aus dem Wortlaut von § 39i Absatz 1 EEG 2023, wonach der zur Erzeugung des Biogases eingesetzte Anteil von Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr insgesamt höchstens 40 Masseprozent betragen darf. Es wäre also unschädlich, wenn etwa in einem Monat ausschließlich Mais eingesetzt würde, solange dies über die restlichen Monate des Jahres wieder ausgeglichen würde. Während dieses Monats hätte der aus dem reinen Mais-Gas erzeugte Strom unverändert einen Anspruch auf Förderung nach dem EEG, solange in

12 BT-Drs. 17/6071, S. 100.

der Anlage insgesamt über das Jahr verteilt höchstens 40 Masseprozent Mais eingesetzt werden. Auch wenn ein Biomethan-BHKW aus dieser Anlage nur in diesem Monat Biomethan beziehen würde, bliebe der Anspruch dieses BHKWs auf Vergütung nach dem EEG bestehen. Nachgewiesen werden muss über das Massenbilanzsystem nur, dass die Erzeugungsanlage bei kalenderjährlicher Betrachtung den Maisdeckel einhält.

Dass es nicht auf den Maisanteil in einzelnen Teilgasmengen ankommen kann, ergibt sich auch daraus, dass eine bilanzielle Teilung in einsatzstoffbezogene Teilmengen nach der Einspeisung seit dem EEG 2012 ausdrücklich zulässig ist. Wird der Güllegasanteil nach der Einspeisung in den Verkehrsbereich bilanziert, so führt dies notwendigerweise dazu, dass die verbleibenden Gasmengen zu einem höheren Anteil auf Mais zurückzuführen sind, als dies bei Betrachtung der Gesamteinsatzstoffe in einer Anlage über ein Kalenderjahr hindurch der Fall wäre. Werden z. B. in einer reinen Erzeugungs- und Aufbereitungsanlage ohne Verbrauchseinrichtung vor Ort 60 Prozent Gülle und 40 Prozent Mais eingesetzt, so wäre bei bilanzieller Abtrennung des Güllegases – egal ob zum Einsatz im Kraftstoffsektor oder als EVK-II-Gas nach dem EEG 2012 – nach der Einspeisung das verbleibende Biomethan stets zu 100 Prozent auf Mais zurückzuführen.

Dies nimmt der Gesetzgeber aber hin, indem er die bilanzielle Teilung erlaubt. Diese soll gerade wie oben dargestellt dazu dienen, unterschiedliche Märkte für das erzeugte Biomethan zu eröffnen.

Dieses gesetzgeberische Ziel würde konterkariert, wenn ein Teil der Mengen dann deswegen nicht mehr zur Stromerzeugung eingesetzt werden könnten, weil der Maisdeckel für den jeweiligen Einsatzstoff als nicht eingehalten gelten würde.

Nicht anders verhält es sich aber, wenn schon vor der Einspeisung gedanklich bestimmte Mengen der BGAA und andere den BHKW zugeordnet werden. Dies ändert ebenso wenig etwas daran, dass in der Anlage insgesamt der Maisdeckel eingehalten wird und die vom Gesetzgeber mit der Regelung verfolgten Ziele gefördert werden.

Dass der Maisdeckel immer schon ein anlagenbezogenes Kriterium war, folgt ferner aus der Systematik des EEG 2012. Schon in § 27 Absatz 5 Nummer 1 EEG 2012 war ein Maisdeckel von 60 Prozent vorgesehen. Gleichzeitig sieht das EEG 2012 eine einsatzstoffbezogene Vergütung vor sowie die Möglichkeit der bilanziellen Teilung anhand von Einsatzstoffen. Auch dies führt notwendigerweise zu einer abweichenden „Maisquote“ in Teilmengen, die als Biomethan der EVK I verkauft werden (jedenfalls dann, wenn als Stoff der EVK I auch Mais zum Einsatz kommt und daneben Stoffe der EVK II eingesetzt werden). Diese Folge ist der Aufteilung in Einsatzstoffvergütungsklassen immanent.

Des Weiteren sieht § 66 Absatz 4 EEG 2012 vor, dass der Maisdeckel dann keine Anwendung findet, wenn Biomasseanlagen Biogas aus Biogaserzeugungsanlagen beziehen, die bereits vor dem Inkrafttreten des EEG 2012 Biogas erzeugt haben. Der Gesetzgeber stellt hier also explizit auf die Erzeugungsanlage ab.

Sinn und Zweck des Maisdeckels stützen dieses Ergebnis ebenfalls. Zur Begründung der erstmaligen Einführung im EEG 2012 führt der Gesetzgeber aus:

„Hiermit wird den in einigen Regionen zu beobachtenden negativen Auswirkungen eines flächendeckenden Anbaus insbesondere der Energiepflanze Mais entgegengewirkt. Zudem wird für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber ein Anreiz geschaffen, verstärkt andere Einsatzstoffe zu mobilisieren.“¹³

Ziel der Regelung ist es also, einem einseitigen Anbau von Mais insgesamt entgegenzuwirken und auch eine Ballung in Gegenden, in denen viele Biogasanlagen betrieben werden, zu vermeiden. Dieses Ziel wird über eine (erzeugungs-)anlagenbezogene Betrachtungsweise erreicht.

Dann macht es aber in Hinblick auf die Anforderungen des Maisdeckels keinen Unterschied, ob und wann einzelne Teilmengen gedanklich bestimmten Anlagenteilen oder Verwendungszwecken zugeordnet werden. Auch insoweit ist eine bilanzielle Teilung vor der Einspeisung aus Sicht des EEG also neutral bzw. liegt aus Sicht des EEG schon gar keine bilanzielle Teilung vor.

d) Auswirkungen auf belieferte Biomethan-BHKW

Wie oben dargelegt, wirkt sich eine bilanzielle Teilung der Rohbiogasmengen vor der Einspeisung nicht auf die Vergütung der vor Ort installierten BHKW nach dem EEG aus, solange die jeweils maßgeblichen anlagenbezogenen Vergütungsvoraussetzungen eingehalten werden. Dies gilt jedenfalls für nach dem EEG 2004/2009, 2014, 2017, 2021 und 2023 vergütete BHKW. Aus Sicht der Verfasser*innen ist eine bilanzielle Teilung vor der Einspeisung trotz der Gesetzesbegründung zur BiomasseV 2012 auch dann möglich, wenn vor Ort ein BHKW nach dem EEG 2012 betrieben wird. Denn zu einer „Vergütungsoptimierung“ kommt es nicht, solange die wertvolleren EVK-II-Mengen jeweils nur einmal, sei es im Kraftstoff- oder EEG-Sektor, bilanziert und verkauft werden.

Aus denselben Gründen bleibt auch der Vergütungsanspruch von Biomethan-BHKW unberührt, die anschließend mit – nach bilanzieller Abtrennung der Kraftstoffmengen nach der Einspeisung verbleibenden – Biomethanmengen beliefert werden. Dies gilt jedenfalls für Biomethan-BHKW im EEG 2012 oder neuer, für die eine bilanzielle Teilung nach Einspeisung explizit und unstreitig zulässig ist. Selbst wenn entgegen der hier vertretenen Ansicht die Teilung vor Einspeisung im EEG 2012 kritisch gesehen wird, ist auch nach einer solchen jedenfalls die Belieferung von Biomethan-BHKW nach dem EEG 2012 möglich. Denn die verbleibenden EVK-I-Mengen sind aufgrund der vorherigen Aufteilung vor Ort deutlich geringer als sie wären, wenn nicht geteilt worden wäre. Dass jedenfalls diese Mengen nach den Maßgaben des EEG 2012 produziert worden sind, steht außer Zweifel und ist über die üblichen Nachweissysteme (z. B. dena-Biogasregister) nachweisbar. Auch Biomethan-BHKW im EEG 2009 behalten ferner nach hier vertretener Ansicht ihren Förderanspruch, wenn nach der Einspeisung erneut geteilt wird, da in diesem Fall schon keine bilanzielle Teilung vorliegt, so dass es nicht darauf ankommt, ob eine solche als zulässig erachtet wird, (hierzu oben B.II.1.).

III. Fazit

Der Kraftstoffsektor gewinnt in der Biomethanvermarktung zunehmend an Relevanz. Besonders attraktiv sind hierfür Mengen, die aus Gülle und Mist erzeugt wurden. Werden diese Mengen vor der Einspeisung der Gasaufbereitung und nach der Einspeisung dem Kraftstoffsektor zugeordnet, so ist dies aus Sicht der Nutzung als Kraftstoff zweifellos zulässig. Aber auch das EEG steht einem solchen Vorgehen in keiner Fassung entgegen. Sowohl vor Ort betriebene BHKW als auch über das Erdgasnetz belieferte BHKW können weiterhin die EEG-Förderung nach der jeweils einschlägigen EEG-Fassung in Anspruch nehmen, soweit die Zuordnung bestimmter Gasmengen zum Kraftstoffsektor keine Relevanz für die EEG-Vergütung aufweist. In diesem Fall ist schon keine bilanzielle Teilung im Sinne des EEG gegeben. Die bilanzielle Teilung nach der Einspeisung wiederum ist seit dem EEG 2012 ausdrücklich zulässig.

13 BT-Drs. 17/6071, S. 2.