

© Schwerpunkt »Welt im Fieber – Klima & Wandel«

Biogas – Potenziale stärker nutzen

Über die Rolle von Biogas beim Klimaschutz und mögliche Synergieeffekte von Biogaserzeugung und Tierhaltung

von Horst Seide

Die Energiewende kann nur gelingen, wenn alle erneuerbaren Energiequellen ihre Vorteile optimal einbringen. Biogas kann immer dann einspringen, wenn es dunkel ist und wenig Wind weht. Und dabei nicht nur Strom erzeugen, sondern auch Wärme und Kraftstoff. Biogasanlagen eignen sich deshalb perfekt als wichtiger Lückenfüller in der regenerativen Energiewende. Die wichtigsten landwirtschaftlichen Reststoffe sind Gülle, Jauche und Festmist. Derzeit wird etwa ein Viertel der in Deutschland anfallenden tierischen Exkremente in Biogasanlagen vergoren. Dabei wird nicht nur Energie gewonnen. Es werden auch klimaschädliche Gase, die bei der offenen Lagerung dieser Reststoffe entstehen, aufgefangen, bevor sie in die Atmosphäre entweichen können. Der folgende Beitrag beschreibt den Entwicklungsstand bei der landwirtschaftlichen Biogasnutzung und zeigt insbesondere die Potenziale und möglichen Synergieeffekte auf, die eine Biogaserzeugung in engem Verbund mit der landwirtschaftlichen Tierhaltung entfalten und nutzen könnte. Der Autor appelliert zugleich an die Bundesregierung, in den laufenden Gesetzgebungsverfahren den Beitrag der Bioenergie weiterzuentwickeln und so einen wichtigen Schritt auf dem Weg zur Erreichung der vorgegebenen Klimaziele zu gehen.

Nachdem das Thema Klimaschutz über lange Zeit nicht mehr so sehr im Fokus von Politik und Öffentlichkeit stand, hat sich dies Mitte dieses Jahrzehnts geändert. Durch die Einigung auf der Klimakonferenz in Paris Ende 2015 sowie die Veröffentlichung des neuen Klimaschutzplans 2050¹ der Bundesregierung im November 2016 ist die Bedeutung des Klimaschutzes wieder gestiegen. Der Klimaschutzplan 2050 zeigt die Grundlinien für die Umsetzung der langfristig angelegten Klimaschutzstrategie der Bundesregierung auf: Ziel ist es, die Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) in Deutschland bis 2030 um 55 Prozent zu senken und bis 2050 nahezu treibhausgasneutral zu werden. Bis zum Jahr 2030 werden jedem Sektor Teilziele zugeordnet (Tab. 1). Für die Landwirtschaft bedeutet dies eine Reduzierung der THG-Emissionen um 31 bis 34 Prozent bis 2030 gegenüber 1990. Insgesamt sollen die Emissionen der Landwirtschaft in Höhe von rund 70 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente auf rund 60 Millionen Tonnen gesenkt werden. Eine explizit genannte Maßnahme für den Sektor Landwirtschaft ist die verstärkte Vergärung von Wirtschaftsdüngern tierischer Herkunft und landwirtschaftlichen Reststoffen.

Biogas – Status quo ...

Ein wesentlicher Anteil der Emissionen der Landwirtschaft entfallen mit rund 33 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente auf Methanemissionen (Werte von 2017).² Diese stammen aus der Verdauung von Wiederkäuern sowie aus der Lagerung von Wirtschaftsdüngern (Gülle und Mist). Biogasanlagen, die Wirtschaftsdünger vergären, fangen die bei der Lagerung anfallenden Methanemissionen auf und nutzen diese energetisch. Dadurch werden nicht nur in der Landwirtschaft Treibhausgase verringert, sondern auch im Energiesektor (Wärme und/oder Strom) oder dem Verkehrssektor durch den Ersatz fossiler Energieträger. Die Vergärung von Wirtschaftsdüngern in Biogasanlagen stellt damit einen effizienten Weg dar, landwirtschaftliche (und energetische) THG-Emissionen zu reduzieren und so die Sektorziele des Klimaschutzplans und die nationalen Klimaziele zu erreichen.

Es ist aber nicht die Vergärung von Gülle und Wirtschaftsdünger allein, die im landwirtschaftlichen Bereich zum Klimaschutz beiträgt. Die Bioenergie leistet bereits heute einen signifikanten Beitrag zur Dekar-

bonisierung des gesamten Energiesystems. Unter der Berücksichtigung von ambitionierten Nachhaltigkeitskriterien kann dieser weiter ausgebaut werden. Wie Tabelle 2 zeigt, werden durch die Nutzung Erneuerbarer Energien bereits heute jährlich 187 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart. Die Bioenergie – und dabei vor allem die Nutzung nachwachsender Rohstoffe – trägt mit einer Einsparung von rund 64 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente wesentlich zum Klimaschutz bei. In den Bereichen Wärme und Kraftstoff ist die Bioenergie sogar führend.

Neben der Einsparung von THG-Emissionen im Strom-, Verkehrs- und Wärmesektor entsteht ein signifikanter Klimaschutzbeitrag auch durch die CO₂-Bindung durch den Aufbau von Wurzelmasse und die Kaskadennutzung von Rest- und Abfallstoffen, die THG-Emissionen in der Industrie (Abfälle) und in der Landwirtschaft (Mist und Gülle) vermeidet.

... und aktueller Förderrahmen

Mit Beginn des Jahres 2020 endete für einige Biogasanlagen bereits die erste 20-jährige Periode mit der ga-

rantierten Einspeisevergütung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG). Daher stellt sich für immer mehr Anlagenbetreiber die Frage, wie sie ihre Biogasanlage weiterhin rentabel betreiben können. Entgegen der Hoffnung und Erwartung vieler, sind die Marktpreise nicht so stark angestiegen, dass Biogasstrom mittelfristig tatsächlich ohne Förderung wirtschaftlich zu erzeugen wäre. Dies liegt unter anderem daran, dass

- bislang nicht alle negativen Effekte der fossilen Energieträger und der Kernenergie in deren Kostenrechnung einfließen,
- die Strombereitstellungskosten aus Photovoltaik und insbesondere Windenergie enorm gesunken sind und
- in den immer noch »fossilen« Marktstrukturen im Stromsektor die Flexibilität und gesicherte Verfügbarkeit der Biogasstromeinspeisung nur rudimentär vergütet wird.

Seit Inkrafttreten des EEG 2017 existiert zwar die Möglichkeit einer zehnjährigen Weiterförderung, dies allerdings bei reduzierten Vergütungssätzen. Nicht zuletzt deshalb steigt das Interesse an einer zusätzlichen oder insgesamt alternativen Vermarktung von Biogas und dessen Produkten außerhalb des EEG.

Aktueller Stand

Die Biogasbranche hatte sich durch die günstigen Rahmenbedingungen im EEG 2004, EEG 2009 und EEG 2012 sehr dynamisch entwickelt. Ende 2019 lag die Bruttostromerzeugung bei rund 33 Terawattstunde⁵ und liegt damit an dritter Stelle hinter Windenergie und Photovoltaik. Dies zeigt, dass die Biogasproduktion einen wesentlichen Beitrag zur erneuerbaren Stromversorgung leistet. Dabei hat Biogas als speicherfähiges Energieprodukt eine Sonderrolle im zukünftigen Energiesystem Deutschland.

Neben dem Beitrag zur Energiewende ist auch der Beitrag zum Klimaschutz beträchtlich. Von den über 60 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente Einsparung pro Jahr der Bioenergiebranche (Tab. 2) entfallen aktuell 20 Millionen Tonnen auf den Biogasbereich. Seit Beginn 1992 haben Biogasanlagen

Tab. 1: THG-Minderungsziele laut Klimaschutzaktionsplan 2050 – Emissionen in unterschiedlichen Handlungsfeldern³

Handlungsfeld	1990 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2014 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	2030 (Minderung in % gegenüber 1990)
Energie-wirtschaft	466	358	175–183	62–61 %
Gebäude	209	119	70–72	67–66 %
Verkehr	163	160	95–98	42–40 %
Industrie	283	181	140–143	51–49 %
Landwirtschaft	88	72	58–61	34–31 %
Teilsomme	1.209	890	538–557	56–54 %
Sonstige	39	12	5	87%
Gesamtsumme	1.248	902	543–562	56–55 %

Tab. 2: Vermiedene THG-Emissionen durch die Nutzung Erneuerbarer Energien in Deutschland (2017)⁴

	Kraftstoffe (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	Wärme (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	Strom (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)	Gesamt (in Mio. Tonnen CO ₂ -Äq.)
Bioenergie	7,0	30,2	27,1	64,3
Wasserkraft			15,0	15,0
Windenergie			71,2	71,2
Solarenergie		2,0	24,5	26,5
Geothermie/ Umweltwärme		1,6	0,1	1,7
Gesamt	7,0	33,8	137,9	178,7

mittlerweile über 216 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart.

Der ehemals dynamische Zubau wurde mit dem EEG 2014 und dem EEG 2017 aufgrund gesunkener Förderhöhe stark verringert. Momentan werden vor allem Güllekleinanlagen noch zugebaut. Die Folgen des verringerten Zubaus sowie das Ende der 20-jährigen EEG-Förderung wird dazu führen, dass – ohne entsprechende wirtschaftliche Anreize – ein Rückbau der Anlagen die Folge wäre – mit ebenfalls fatalen Folgen für den Klimaschutz, da damit auch Wirtschaftsdünger aus den geschlossenen Behältern der Biogasanlagen herausgenommen wird.

Um dies zu verhindern, müssen perspektivisch Rahmenbedingungen geschaffen werden, die einen wirtschaftlichen Betrieb ermöglichen. Dabei gilt es nicht mehr allein die Energieproduktion anzureizen, sondern zusätzlich die positiven Dienstleistungen – allen voran den Klimaschutzbeitrag – zu honorieren.

Rahmenbedingungen bei der Stromvermarktung – EEG
Das EEG war die Grundlage der Entwicklung der Biogasbranche und wird es voraussichtlich auch kurz- bis mittelfristig bleiben. Dabei heißt Förderung auf Basis des EEG nicht mehr automatisch die Auszahlung einer Festvergütung, die mittlerweile eher die Ausnahme darstellt. Mit den letzten Novellen wurden Leitplanken gesetzt, die mehr Wettbewerb und Marktanzreize setzen sollen, ohne jedoch den Aspekt Klimaschutz zu bewerten.

Mit dem EEG 2017 wurde die Förderung im Wesentlichen auf ein Ausschreibungsmodell umgestellt. Die Ausnahme bilden Anlagen mit weniger als 150 Kilowatt installierter Leistung, die weiterhin eine Festvergütung beanspruchen können. Die dabei festgelegten Vergütungssätze sind dabei sehr niedrig angesetzt, sodass, wie oben bereits erwähnt, einzig Güllekleinanlagen bis 75 Kilowatt Bemessungsleistung, die eine Sondervergütung erhalten, in nennenswertem Umfang (100 Anlagen pro Jahr) zugebaut werden.

Die restlichen Projekte müssen den Weg über ein Ausschreibungsverfahren gehen. Dabei wird ein festgelegtes Volumen an installierter Leistung in zwei Ausschreibungen pro Jahr vergeben. Die eingegangenen Gebote werden dann anhand der Gebotshöhe für die gewünschte Vergütung gereiht. Die günstigsten Gebote innerhalb des Ausschreibungsvolumens bekommen einen Zuschlag in Höhe ihres Gebots, der für Neuanlagen dann 20 Jahre gilt. An diesen Ausschreibungen dürfen sich auch Bestandsanlagen beteiligen und sich auf diesem Weg eine Anschlussförderung von zehn Jahren ersteigern. Ausgeschrieben werden dabei jährlich zwischen 150 und 200 Megawatt, wobei das nicht bezuschlagte Volumen auf die Folgeausschreibung übertragen wird.

Tab. 3: Gebotshöchstwert im Ausschreibungsmodell des EEG 2017 in Cent/Kilowattstunde

	Neuanlagen	Bestandsanlagen
Ab 01.01.2017	14,88	16,90
Ab 01.01.2018	14,73	16,73
Ab 01.01.2019	14,58	16,56
Ab 01.01.2020	14,44	16,40
Ab 01.01.2021	14,29	16,23
Ab 01.01.2021	14,15	16,07

Entscheidend für den Erfolg des Ausschreibungsmodells und die wirtschaftliche Attraktivität sind die im EEG 2017 festgelegten Höchstwerte für die Gebote. Gibt ein Betreiber ein Gebot oberhalb dieses Wertes ab, kann er keinen Zuschlag bekommen. Die Gebotshöchstwerte unterscheiden sich zwischen Neu- und Bestandsanlagen und unterliegen einer Degression (siehe Tab. 3).

Diese Höchstwerte liegen deutlich unter der bisherigen Vergütung vieler Bestandsanlagen. Gerade im Bereich Neuanlagen sind damit fast ausschließlich Projekte auf Basis von Abfällen und Nebenprodukten realisierbar. Die in Deutschland lange Zeit typischen Nachwachsende-Rohstoff-(NawaRo)-Anlagen auf der Basis von Energiepflanzen sind dagegen nicht wirtschaftlich. Aber auch für Bestandsanlagen mit einem höheren Gebotshöchstwert als der von Neuanlagen bedeutet der Gebotshöchstwert einen massiven Einschnitt. Die Betreiber müssen nun kalkulieren, ob mit der bestehenden Anlage solch niedrigen Stromgestehungskosten erreichbar sind. Im Gegensatz zu früher sind keine weiteren Boni, mit Ausnahme des Flexibilitätzuschlags in Höhe von 40 Euro pro Kilowatt installierter Leistung, vorgesehen.

Neben dem Höchstwert gibt es weitere Voraussetzungen, die ein Projekt erfüllen muss. Ab 100 Kilowatt ist dabei die Direktvermarktung im Marktprämienmodell vorgeschrieben. Gleichzeitig ist die Bemessungsleistung auf die Hälfte der installierten Gebotsleistung festgelegt, was einer verpflichtenden Doppelüberbauung entspricht. Weiterhin gibt es technische Vorgaben sowie eine Obergrenze für Substrate wie Mais und Getreidekorn.

Die bisherigen Ausschreibungen, die durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) durchgeführt wurden, waren nur bedingt erfolgreich. Bei keiner wurde das ausgeschriebene Volumen nur ansatzweise ausgeschöpft.

Die insgesamt mangelnde Beteiligung von Bestandsanlagen ist hauptsächlich mit der begrenzten Wirtschaftlichkeit begründet und weniger mit dem Verfahren an sich. Nur im Ausnahmefall und unter

Ausschöpfung weiterer Einkommensbausteine (Wärme- bzw. Stromvermarktung) stellt der Höchstwert eine ausreichend hohe Vergütung dar. Oftmals beteiligen sich Betreiber an der Ausschreibung, obwohl die Wirtschaftlichkeit nicht für die kompletten zehn Jahre gegeben ist und keine Ersatzinvestitionen getätigt werden können. Aufgrund einer mangelnden Alternative außerhalb des EEG macht die Teilnahme dennoch Sinn, da zumindest noch wenige Jahre gewinnbringende Erlöse erwirtschaftet werden können.

Vermarktung der Kraftstoffquote im aktuellen Rechtsrahmen

Mit der Verabschiedung der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (*Renewable Energy Directive* – kurz RED) im Jahr 2009 wurde der Rechtsrahmen für die Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen in der EU gelegt. Unter anderem wurden darin erstmals Nachhaltigkeitskriterien für Biokraftstoffe verbindlich definiert. Neben der nachhaltigen Bewirtschaftung land- und forstwirtschaftlicher Flächen und dem Schutz natürlicher Lebensräume wurde der Nachweis einer bestimmten THG-Minderung gefordert.

Damit der Einsatz von Biokraftstoffen, und dazu zählt Biomethan, in den Mitgliedstaaten gefördert werden darf, muss die THG-Minderung, die mit der Verwendung von Biokraftstoffen im Vergleich zu fossilen Kraftstoffen erzielt wird, seit 2018 mindestens 60 Prozent betragen. Für die Berechnung der Minderung werden methodische Grundlagen festgelegt und zudem Standardwerte geliefert, die die Berechnung erleichtern.

Die Vorgaben der geltenden RED wurden in Deutschland für den Kraftstoffbereich durch die Biokraft-Nachhaltigkeitsverordnung umgesetzt. Daneben gibt es weitere Gesetze und Rechtsverordnungen, in denen Details zur Förderung von Biokraftstoffen geregelt werden. Von großer Bedeutung für die Förderung der THG-Minderung sind die Paragraphen 37a-g des Bundes-Immissionsschutzgesetzes. Die darin festgelegten Regelungen zur THG-Quote gelten seit 2015 und lösen das Biokraftstoffquotengesetz ab. Bis dahin gab es in Deutschland eine energetische Quote, d. h. es musste eine Mindestmenge an Biokraftstoffen in Abhängigkeit vom Energiegehalt in Deutschland vertankt werden. Seit 2015 ist hingegen eine THG-Einsparung von – beispielsweise für das Jahr 2020 – mindestens sechs Prozent erforderlich.

Zur Einhaltung der Quote sind alle Marktakteure verpflichtet, die gewerbsmäßig oder im Rahmen wirtschaftlicher Unternehmungen zu versteuernde Otto- oder Dieselmotorkraftstoffe in Verkehr bringen. Die THG-Minderung kann durch den Einsatz von Biokraftstoffen erreicht werden. Falls die Quote nicht erfüllt wird,

hat die Bundesregierung eine Pönale (Strafzahlung) festgelegt. Die Pönale beträgt 470 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalente und ist damit um das 20-Fache höher als der bekannte Börsenpreis für CO₂-Zertifikate, die von der Deutschen Emissionshandelsstelle ausgeben und z. B. an der Börse (EEX) gehandelt werden. Wegen dieser hohen Pönale ergibt sich ein wirtschaftlicher Anreiz für den Einsatz von Biokraftstoffen und damit von Biomethan.

Quotenverpflichtete Mineralölunternehmen haben mehrere Möglichkeiten ihre THG-Minderungsquote zu erfüllen (z. B. Beimischung oder Direktverbrauch von Biokraftstoffen). Das einzelne Mineralölunternehmen wird die jeweils preisgünstigste Variante wählen. Grundsätzlich ist die Verwendung von Biokraftstoffen wirtschaftlicher als die Zahlung der Pönale bei Nichterreichung der THG-Minderungsquote. Die Pönale ist damit aber auch der höchste (Markt-)Wert, den die THG-Quote des Biokraftstoffs kosten kann.

In der Realität werden die THG-Quoten nicht zum Wert der Pönale verkauft. Hier entscheidet schlussendlich die Wettbewerbsfähigkeit zwischen den einzelnen Biokraftstoffen. Je geringer die CO₂-Minderungskosten des Biokraftstoffs, desto günstiger kann der Biokraftstoffhersteller die Quote dem Mineralölunternehmen anbieten. Verkauft ein Biomethanhersteller eine THG-Minderungsquote, steht er in Konkurrenz zu seinen Mitbewerbern, die Biodiesel bzw. Bioethanol anbieten. Deren Quotenpreis wiederum hängt vom Preisunterschied zu fossilem Diesel bzw. Benzin ab.

Lange Jahre hatte sich der Preis für die THG-Quote im Bereich von 150 bis 200 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalente bewegt. Bei diesem Preis konnten Produzenten von Biomethan auf Basis von Bioabfällen umgerechnet rund vier Cent pro Kilowattstunde Biomethan durch den Verkauf der Quote realisieren. Der Erlös hängt natürlich von den berechneten Emissionen des Biomethans ab. Schlussendlich ist der Verkauf dieses Biomethans nur dank dieser Erlöse wirtschaftlich, da das Wettbewerbsprodukt fossiles Erdgas für rund zwei Cent pro Kilowattstunde gehandelt wird und die Biomethangestehungskosten auf Basis von Abfällen bei fünf bis sieben Cent liegen.

Perspektiven für Biogas

Bundesregierung sieht Perspektive im Strombereich

Ein für die Biogasbranche wichtiger Beschluss im Rahmen des Klimapakets im Herbst 2019 war die Festlegung eines verbindlichen Ziels für den Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch für 2030. Das immens wichtige Signal für Anlagenbetreiber ist insbesondere die Verabschiedung von Sektorzielen für 2030. Erstmals werden konkrete Leis-

Tab. 4: Einordnung Ausbauziel Biomasse im Klimaschutzprogramm (KSP) 2030⁶

	Ausbauziel KSP 2030	Branchenzahlen Biogas	Branchenzahlen Feste Biomasse	Branchenzahlen Summe
Installierte Leistung (GW)	8,4	5,2	1,6	6,8
Stromerzeugung (TWh)	42,0	33,4	10,6	44,0
Bemessungsleistung (GW)	4,8	3,8	1,2	5,0

Tab. 5: Emissionen von Biomethan: Standardwerte der RED/RED II im Vergleich zu tatsächlichen Werten

Quelle	Einheit	Gülle	Bioabfall	80 % Gülle 20 % Mais
RED	g CO ₂ Äq/MJ*	16	23	kein Wert
RED II	g CO ₂ Äq/MJ	-100	14	-12
BLE** Evaluationsbericht 2017	g CO ₂ Äq/MJ	kein Wert	8	kein Wert

* Gramm CO₂-Äquivalente pro Megajoule | ** Evaluationsbericht der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) 2017⁷

tungen und Strommengen genannt, die für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Technologien vorgesehen sind. Für Biomasse werden als Ziel für 2030 42 Terawattstunden Strom bei einer installierten Leistung von 8,4 Gigawatt ausgegeben (Tab. 4).

Bei einem Vergleich der aktuellen Branchenzahlen mit den Zielen der Bundesregierung wird klar, dass die Stromproduktion erhalten und die Leistung sogar noch ausgebaut werden soll. Für die EEG-Novelle 2020 ist dieser Ausbaupfad ein wichtiges Signal. Die Bundesregierung wird das selbstgesetzte Ziel nur erreichen, wenn im EEG kräftig nachgebessert wird. Eine Erhöhung der Gebotshöchstwerte hat dabei höchste Priorität. Eine weitere Anpassung im EEG, die Biogasanlagen eine Perspektive eröffnen würde, wäre die Weiterentwicklung der Sondervergütungskategorie für Güllevergärung (Erhöhung auf 150 Kilowatt Bemessungsleistung) und deren Öffnung für den Bestand.

Die genannten Ansätze werden beispielsweise von den Bundesländern mitgetragen. Hierzu gibt es einen Beschluss im Bundesrat. Wird den Wünschen der Branche Rechnung getragen, wird die Vermarktung von Strom über das EEG die dominierende Zukunftsoption sein. Betreiber müssen deshalb die Entwicklung in den nächsten Monaten gut verfolgen.

Funktionierende CO₂-Märkte im Kraftstoffsektor

Für eine zukunftsfähige Biogaserzeugung hat die Bepreisung des erbrachten Klimaschutzes eine wichtige

Bedeutung als Einkommensbaustein oder zur Relativierung der im Vergleich zu den fossilen Energien höheren Stromgestehungskosten. Mit dem Klimapaket wurde eine weitere Form der CO₂-Bepreisung auf den Weg gebracht, die hauptsächlich dazu führt, dass fossile Energieträger teurer werden. Damit ist jedoch nicht direkt eine Einkommenswirkung für den Landwirt verbunden. Im Verkehrssektor ist eine Bewertung der THG-Einsparung bereits umgesetzt und sorgt beispielsweise dafür, dass Biomethan aus Abfallbiogasanlagen wettbewerbsfähig ist.

In diesen Markt kommt nun neue Bewegung. Die RED wurde in den letzten Jahren auf EU-Ebene überarbeitet und am 3. Dezember 2018 verabschiedet. Die RED II muss von den Mitgliedstaaten der EU bis zum 1. Juli 2021 in geltendes Recht überführt werden. Im Beschluss zur RED II werden neue THG-Minderungsziele formuliert und überarbeitete Berechnungsvorgaben festgelegt. Unter

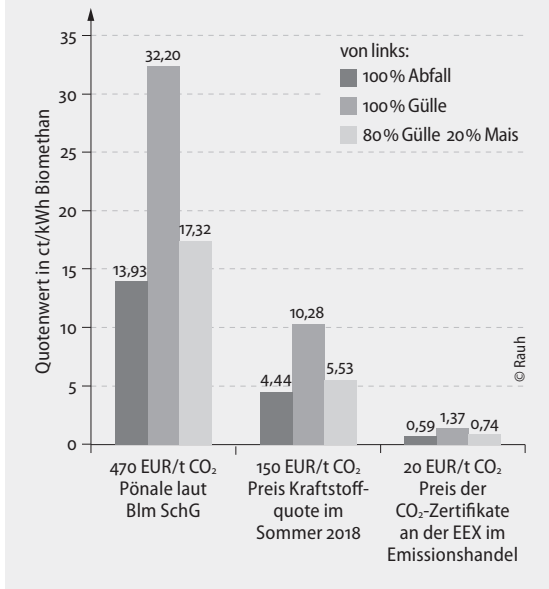
anderem werden darin der Güllevergärung sehr hohe THG-Minderungswerte zugewiesen (Tab. 5).

Mit der RED II werden erstmals die vermiedenen Emissionen der Wirtschaftsdüngerlagerung berücksichtigt. Durch diese Gutschrift resultiert ein Emissionswert kleiner Null. Dies führt dazu, dass Mischungen von Gülle mit beispielsweise Mais ebenfalls eine sehr hohe THG-Minderung aufweisen können. Der Evaluationsbericht der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) zeigt zudem, dass die Emissionen von Biomethan auf der Basis von Abfällen die Standardwerte aus der RED/RED II unterschreiten. Die THG-Minderung bei Kraftstoffen berechnet sich immer im Verhältnis zum Komparator für fossile Brennstoffe im Verkehrssektor in Höhe von 94 Gramm CO₂-Äquivalente pro Megajoule.

Unter Annahme der heute gültigen Quotenregelung würde diese hohe THG-Einsparung einen entsprechenden wirtschaftlichen Mehrwert bedeuten. Im Folgenden (Abb.1) soll der Quotenwert für drei CO₂-Preise (20 Euro pro Tonnen CO₂-Äquivalente = Preis EEX; 150 Euro pro Tonnen CO₂-Äquivalente = Preis Kraftstoffquote 2018; 470 Euro pro Tonnen CO₂-Äquivalente = Pönale) dargestellt werden. Dabei wird auch noch hinsichtlich der eingesetzten Substrate und der daraus resultierenden CO₂-Minderung unterschieden:

- Biomethan aus 100 Prozent Abfall: acht Gramm CO₂-Äquivalente pro Megajoule (Praxiswert aus Evaluationsbericht der BLE),

Abb. 1: Mögliche Erlöse aus dem Verkauf der Kraftstoffquote in Abhängigkeit vom Einsatzstoff und vom CO₂-Preis



- Biomethan aus 100 Prozent Gülle: minus 100 Gramm CO₂-Äquivalente pro Megajoule (RED II),
- Biomethan aus 80 Prozent Gülle und 20 Prozent Mais: minus zwölf Gramm CO₂-Äquivalente pro Megajoule (RED II).

Die Graphik (Abb. 1) zeigt mit der jeweils linken Säule für einen Quotenpreis von 150 Euro pro Tonne den oben bereits angesprochenen Praxiswert (4,4 Cent pro Kilowattstunde Biomethan), der mit Abfallbiomethan im Sommer 2018 erlöst werden konnte. Reines NawaRo-Biomethan ist aufgrund der höheren Erzeugungskosten und der geringeren THG-Minderung für den Absatz im Kraftstoffbereich nicht interessant. Die Novelle der RED kann aber dazu führen, dass insbesondere die Aufbereitung von Biomethan auf Basis von Gülle an Bedeutung gewinnt. Die hohe THG-Minderung führt zu einem entsprechend hohen Quotenwert von um die zehn Cent pro Kilowattstunde Biomethan

bei einem angenommenen CO₂-Preis von 150 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalente. Auch eine Mischung von 80 Prozent Gülle mit 20 Prozent Mais könnte dann interessant sein. Inwieweit sich diese Situation ab 2021 einstellt, kann aktuell nicht vorhergesagt werden. Hier bleibt abzuwarten, wie die nationale Umsetzung ausgestaltet wird. Es ist allerdings zu hoffen, dass Deutschland die Vorgaben so umsetzt, dass das Potenzial der Güllevergärung entsprechend gehoben wird. Die Zertifizierungssysteme (z. B. RedCert) und Verbände bereiten schon jetzt die Umsetzung der RED II vor.

Klimaschutzpotenzial von Biogas

Rund 25 Prozent des in Deutschland anfallenden Wirtschaftsdüngers wird in Biogasanlagen vergoren. Dies spart THG-Emissionen von etwa 2,19 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente ein – allein durch die Vermeidung der Methanemissionen aus der Lagerung der Wirtschaftsdünger in der Viehhaltung. Hinzu kommt die Vermeidung von THG-Emissionen durch die Bereitstellung klimafreundlicher Energie. Nach Berechnungen des Fachverband Biogas e.V. (FvB) liegt das Potenzial an vermiedenen Emissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung durch eine Vergärung in Biogasanlagen in folgender Größenordnung:

Im Sinne des Klimaschutzes in der Energie- und Landwirtschaft, im Sinne einer dezentralen Energieversorgung in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoff sowie im Sinne einer sinnvollen Strukturpolitik für den ländlichen Raum muss es das Ziel der Politik sein, das freie Potenzial der Güllevergärung zu erschließen sowie die bestehende Güllevergärung zu erhalten.

Neben angepassten Regeln auf den Energiemärkten und bei der Bepreisung von CO₂ haben weitere rechtliche Rahmenbedingungen entscheidenden Einfluss auf die Zukunftsfähigkeit der Biogasbranche, hier vor allem die steigenden Anforderungen an den Betrieb von Biogasanlagen wie z. B. die Düngeverordnung, die Technische Regel für Anlagensicherheit – Sicherheitstechnische Anforderungen an Biogasanlagen (TRAS) oder Vorgaben zum Netzanschluss. Häufig sind damit

Tab. 6: THG-Vermeidung durch Vergärung des Wirtschaftsdüngers in Biogasanlagen

	Biogas	Brutto-Strom (Bem.-Leistung)	Installierte Leistung (bei doppelter Überbauung)	Vermiedene Methanemissionen (in CO ₂ -Äq.)
Realistisches Potenzial	30.000 GWh	1.300 MW	2.600 MW	5,25 Mio. t
Bereits genutzt	12.500 GWh	540 MW	1.080 MW	2,19 Mio. t
Freies Potenzial	17.500 GWh	760 MW	1.520 MW	3,06 Mio. t

Folgerungen & Forderungen

- Klimaschutz hat einen herausragenden Stellenwert in der öffentlichen und politischen Diskussion. Deswegen sprechen nicht wenige von CO₂-Einsparung als Währung der Zukunft, gerade für Erneuerbare-Energie-Anlagen und damit auch Biogasanlagen. Biogasanlagen können dabei sowohl im kleinen als auch großen Maßstab zur Erreichung von Klimazielen beitragen. Die Politik entscheidet letztlich, welche Marktplätze es gibt.
- Aktuell kristallisieren sich zwei Hauptnutzungspfade für Biogas heraus. Auf der einen Seite die Vermarktung von Strom und Wärme im EEG und zum anderen von Kraftstoff über THG-Quotenregelungen. In beiden Optionen finden Landwirte Geschäftsmodelle, wobei klar ist, dass der Fokus im Kraftstoffbereich bei Abfällen und Reststoffen (unter anderem Wirtschaftsdünger) liegen muss.
- Die Tierhaltung steht vor der Herausforderung, die Ammoniakemissionen spürbar senken zu müssen, um die Minderungsverpflichtungen der sog. NEC⁸- bzw. NERC-Richtlinie⁹ einzuhalten. In der nationalen Umsetzung werden Auflagen für Tierhaltungsbetriebe diskutiert, die Ammoniakemissionen aus der Wirtschaftsdüngerlagerung um über 80 Prozent zu reduzieren.
- Ohne eine gasdichte Abdeckung des Güllelagers ist dieses nach Stand der Technik nicht zu erreichen. Eine Biogasanlage stellt nicht nur die Gasdichtigkeit sicher, sondern bietet zudem eine Verwertungsmöglichkeit für das aufgefangene Gas. Durch das Zusammenwirken von Tierhaltung und Biogasanlage ergibt sich so auch eine deutlich bessere Kostenverteilung.
- Neue Herausforderungen für die Landwirtschaft beinhaltet die novellierte Düngeverordnung. Mit der Verordnung gehen unter anderem Verschärfungen bei den Sperrfristen einher, die zu einer Anpassung der Fruchtfolge und/oder einer Ausweitung der Lagerkapazitäten führen können. Sollten in diesem Zusammenhang neue Lagerkapazitäten erforderlich werden, können sich durch das Nebeneinander von Tierhaltung und Biogaserzeugung – eventuell in Kooperation mit ähnlich gelagerten Tierhaltungsbetrieben – Synergieeffekte ergeben, die entsprechende Kosteneinsparungen nach sich ziehen.

steigende Kosten verbunden, die insbesondere kleinere Anlagen vor große Probleme stellen.

Umso wichtiger sind Rahmenbedingungen, die dem Betreiber ausreichend Erlösoptionen ermöglichen. Neben dem oben genannten Energie- und Klimasektor sind noch Dienstleistungen im landwirtschaftlichen Bereich für die Erbringung von Umweltdienstleistungen zu nennen. Die Biogaserzeugung kann wesentliche Beiträge zur Steigerung der Artenvielfalt (Wildpflanzenmischungen, Durchwachsene Silphie) und damit auch zum Umweltschutz leisten. Diese Leistung muss zukünftig finanziell honoriert werden. Dieser Ansatz könnte durch die neue Agrarpolitik umgesetzt werden, bei der ein stärkerer Fokus auf Umweltdienstleistungen gesetzt werden soll (sog. Eco-Schemes).

Zukünftig müssen sich Betreiber darauf einstellen, dass sie sich die Erlöse aus verschiedenen Erlösbausteinen (EEG-Vergütung, Stromvermarktung, Wärmevermarktung, Gärproduktvermarktung, etc.) zusammensetzen müssen. Eine wirtschaftlich auskömmliche EEG-Vergütung wird es in der Form der 2000er-Jahre nicht mehr geben. Aufgrund des Klimapaketes werden jedoch zahlreiche Regelwerke geändert oder neu geschaffen, alle mit dem Ziel mehr Klimaschutz. Zudem sind neue Investitionsförderprogramme in der Planung. Das heißt für den Betreiber, dass sich im Verlauf der nächsten Monate neue Optionen öffnen können. Es gilt am Puls der Politik zu bleiben.

Anmerkungen

- 1 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit: Der Klimaschutzplan 2050 – Die deutsche Klimaschutzlangfriststrategie. Berlin 2016 (www.bmu.de/themen/klima-energie/klimaschutz/nationale-klimapolitik/klimaschutzplan-2050/).
- 2 Falls nicht anders vermerkt basieren die Zahlen in diesem Beitrag auf Informationen des Fachverbands Biogas e.V.
- 3 Quelle: Klimaschutzaktionsplan (siehe Anm. 1).
- 4 Quelle: UBA/AGEE-Stat – Stand: 2/2018 (eigene Darstellung).
- 5 Quelle: Fachverband für Biogas 2020.
- 6 Quellen: eigene Darstellung nach Klimaschutzprogramm 2030; Branchenzahlen Fachverband Biogas 2019; Branchenzahlen feste Biomasse: Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ) 2016 und Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR) 2019.
- 7 BLE: Evaluations- und Erfahrungsbericht für das Jahr 2018. Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung / Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung. Bonn 2019 (www.ble.de/SharedDocs/Downloads/DE/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/Evaluationsbericht_2018.pdf;jsessionid=3BD09F5006FCC85B4CE9B4804C21469F.1_cid325?__blob=publicationFile&v=2).
- 8 NEC = *National Emission Ceilings* (nationale Emissionshöchst-mengen für bestimmte Luftschadstoffe).
- 9 NERC = *National Emission Reduction Commitments*.



Horst Seide

Präsident des Fachverbands Biogas e.V.

info@biogas.org