

Endbericht

zum Vorhaben

Thema:

Verbundvorhaben: Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen. Wirkungsabschätzung des EEG (MakroBiogas)

Zuwendungsempfänger:

Teilvorhaben A: Institut für ZukunftsEnergie- und StoffstromSysteme (IZES gGmbH)

Teilvorhaben B: Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ)

Teilvorhaben C: Helmholtz Zentrum für Umweltforschung (UfZ)

Förderkennzeichen:

22403616, 22406517, 22406717

Laufzeit:

01.10.2017 bis 31.12.2018

Monat der Erstellung:

12/2018

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages mit Mitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) als Projektträger des BMEL für das Förderprogramm Nachwachsende Rohstoffe unterstützt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Analyse der gesamtwirtschaftlichen Effekte von Biogasanlagen

MakroBiogas

Wirkungsabschätzung des EEG

Laufzeit des Vorhabens: 01.10.2017 bis 31.12.2018

Endbericht

Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft

Zuwendungsnehmer:

IZES gGmbH

*Institut für ZukunftsEnergie-
und StoffstromSysteme*

Bernhard Wern
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-844 972-74
Fax: +49-(0)681-7617-999
E-Mail: wern@izes.de

DBFZ gGmbH

*Deutsches Biomassefor-
schungszentrum*

Martin Dotzauer
Torgauer Straße 116
D-04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434 385
Fax: +49 (0)341 2434 133
E-mail: martin.dotzauer@dbfz.de

UFZ – Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH

Prof. Dr. Erik Gawel
Permoserstr. 15
D-04318 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 235-1940
Fax.: +49 (0)341 235-451940
E-mail: erik.gawel@ufz.de

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des BMEL koordiniert durch die FNR unter dem Förderkennzeichen 22403616 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Saarbrücken, Leipzig und Berlin, den 12. November 2019

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autoren:

IZES gGmbH: Dr. Patrick Matschoss, Dr. Joachim Pertagnol, Bernhard Wern, Anna Bur, Prof. Frank Baur

DBFZ gGmbH: Martin Dotzauer, Katja Oehmichen, Dr. Barbara Koblenz, Dr. Jan Khalsa

UFZ GmbH: Klaas Korte, Dr. Alexandra Purkus, Prof. Dr. Daniela Thrän, Prof. Dr. Erik Gawel

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	13
2	Wechselwirkungen Biogasanlagen und Strommarkt	17
3	Biogasanlagen in verschiedenen Funktionen.....	20
3.1	Übersicht	20
3.2	Biogasanlagenbestand und vorrangige Nutzung	21
3.3	Biogas im Energiesystem	23
3.3.1	Paris: Der Beitrag der Biogasanlagen zum Klimaschutz	23
3.3.2	Biogas in der Stromnutzung	24
3.3.3	Biogas in der Wärmenutzung	26
3.3.4	Biogas im Verkehrssystem	27
3.3.5	Biogas in der Sektorenkopplung.....	28
3.3.6	Zwischenfazit.....	29
3.4	BGA als Kern naturwissenschaftlich-agronomischer Prozesse: Wirkbereiche.....	31
3.4.1	Boden	31
3.4.2	Landnutzung (ohne THG-Reduktion).....	35
3.4.3	Verwertung & Entsorgung.....	36
3.4.4	Treibhausgasreduktion (nicht-energetisch).....	37
3.4.5	Zwischenfazit.....	39
3.5	Biogasanlagen in der volkswirtschaftlichen Systematik: Grundlagen und sektorale Finanzierungsinstrumente	40
3.5.1	Systematisierung der volkswirtschaftlichen Effekte	40
3.5.2	Methoden zur Analyse makroökonomischer Effekte.....	42
3.5.3	Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte der Biogasnutzung..	48
3.5.4	Methoden zur Analyse systemischer Effekte	56
3.5.5	Umwelteffekte der Biogasnutzung	66
3.5.6	Zwischenfazit.....	68
3.6	Instrumente der Refinanzierung	70
3.6.1	Instrumentenportfolio zur Förderung von Nutzenwirkungen	70

3.6.2	Grundsätzliche Finanzierungsmöglichkeiten zur Minderung von THG-Emissionen	81
3.6.3	Weitere Refinanzierungsmöglichkeiten	83
3.7	Zusammenfassung: Kapitel 3	84
4	Analyse naturwissenschaftlich-agronomischer Wirkbereiche von BGA	86
4.1	Boden	86
4.1.1	Nährstoffmanagement	86
4.1.2	Erosionsschutz	88
4.1.3	Fruchtfolge.....	88
4.2	Landnutzung und Ökosystemleistung (ohne THG-Reduktion).....	89
4.2.1	Biodiversität & Grünlandschutz.....	89
4.3	Verwertung & Entsorgung.....	91
4.3.1	Bio- und Grüngut	91
4.3.2	Landschaftspflegematerial.....	92
4.3.3	Wirtschaftsdünger.....	93
4.4	Treibhausgasreduktion (nicht-energetisch).....	95
4.5	Zwischenfazit.....	97
5	Szenarien künftiger Biogasanlagen-Bestandsentwicklungen bis 2035	100
5.1	Erstellung von Basisdaten zur Szenarienbildung hinsichtlich der Entwicklung des Bestandes von Biogasanlagen	100
5.2	Herleitung belastbarer Szenarien	102
5.3	Einbindung regionaler sowie Länder-bezogener Spezifika	108
5.3.1	Regionalgruppe Nord-West	111
5.3.2	Regionalgruppe Mitte-Ost.....	112
5.3.3	Regionalgruppe Süd-Ost	112
5.3.4	Regionalgruppe Süd-West.....	113
5.3.5	Regionalgruppe Mitte-West	114
5.3.6	Stadtstaaten	115
5.4	Ableitung und Diskussion der Notwendigkeiten zur Kompensation potenziell wegfallender Bioenergie (Strom/Wärme).....	115

5.5	Zwischenfazit.....	119
6	Analyse der Flächen- und Ressourcen-bezogenen sowie der ökobilanziellen (THG)Effekte auf Basis der Szenarien	120
6.1	Nutzung landwirtschaftlicher Hauptprodukte und Flächenbedarf.	120
6.1.1	Flächennutzung	123
6.2	Nutzung biogener Reststoffe	129
6.2.1	Landwirtschaftliche Nebenprodukte.....	129
6.2.2	Industrielle Reststoffe	130
6.2.3	Siedlungsabfälle	131
6.3	Entwicklung der THG-Emissionen bei Substitution von wegfallendem BGA-Strom / Wärme durch andere Energieträger (fossil, regenerativ) auf Basis der definierten Szenarien.....	132
6.3.1	Spezifische THG-Emissionen der einzelnen Anlagenkategorien.	132
6.3.2	THG-Emissionen der Szenarien	141
6.4	Analyse von ausgewählten Umwelteffekten	144
6.5	Zusammenfassung Kapitel 6	146
7	Gesamtschau und Schlussfolgerungen.....	147
8	Weiterer Forschungsbedarf.....	153
9	Literaturverzeichnis	155

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verschiedene Funktionen von Biogasanlagen (eigene Darstellung).....	20
Abbildung 2: Biogasanlagen – Entwicklung und Verteilung in Deutschland (Scheffelowitz et al. 2018)	23
Abbildung 3: Räumliche Verteilung des Flächendrucks auf landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland (BNetzA 2015; Destatis 2016, eigene Darstellung).....	34
Abbildung 4: Entwicklung der Pachtpreise für Ackerland in den Bundesländern, 1999-2016 (Destatis 2018, eigene Abbildung)	55
Abbildung 5: Ökosystemleistungen und ihre Auswirkungen auf Bestandteile menschlichen Wohlergehens	62
Abbildung 6: Kategorien des ökonomischen Gesamtwerts	63
Abbildung 7: CO ₂ -Vermeidungskosten in Relation der Preisdifferenzen verschiedener Biomethanpfade im Vergleich zu Erdgas; unter der Annahme, dass THG-Emissionen aus Biomethan im EU-ETS mit Null bewertet werden. Für Biomethan aus Gülle und Gülle + Stroh wurde hier der THG-Vorteil aus der Vermeidung von Methanemissionen aus der Lagerung von Gülle (Gülleguthaben) berücksichtigt (Millinger et al. 2017)	83
Abbildung 8: Trendszenario 1 (Referenzszenario – Auslaufen des Bestandes) für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland (installierte (Pinst) und Bemessungsleistung (PBem))	104
Abbildung 9: Abschätzung der Ausschreibungsvolumina und Zuschlagmengen für Bioenergieanlagen bei Fortschreibung des EEG 2017 (Ausschreibungsvolumina ab 2023: 200 MW), die nicht	

bezuschlagten Kontingente eines EEG-Jahrgangs sind als negative Werte abgetragen	105
Abbildung 10: Trendszenario 2 (Abschätzung bei Fortschreibung des Ausschreibungsdesigns (ASD)) für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland.....	107
Abbildung 11: Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Bio-gasanlagen in Deutschland	108
Abbildung 12: Einsatzstoffanteile für NawaRo und Reststoffe (ohne Stadtstaaten), eigene Darstellung	109
Abbildung 13: Aufschlüsselung der NawRo-Fraktionen in den Bundesländern	110
Abbildung 14: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Nord-West (Schleswig-Holstein, Niedersachsen)	111
Abbildung 15: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Mitte-Ost (Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt)	112
Abbildung 16: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Süd-Ost (Thüringen, Sachsen).....	112
Abbildung 17: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Süd-West (Baden-Württemberg, Bayern)	113
Abbildung 18: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 für die Biogasanlagen in der Regionalgruppe Mitte-West (Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfanz, Saarland).....	114
Abbildung 19: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in den Stadtstaaten (Berlin, Hamburg, Bremen)	115
Abbildung 20: Biomasseinsatz Trendszenario 1 (Referenzszenario – Auslaufen des Bestandes)	121
Abbildung 21: Biomasseinsatz Trendszenario 2 (Abschätzung bei Fortschreibung des Ausschreibungsdesigns (ASD)	122
Abbildung 22: Biomasseinsatz Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Bio-gasanlagen in Deutschland	123
Abbildung 23: Flächenbedarf Trendszenario 1 (Referenzszenario – Auslaufen des Bestandes)	124
Abbildung 24: Flächenbedarf Trendszenario 2: Abschätzung bei Fortschreibung des Ausschreibungsdesigns (ASD)	125

Abbildung 25: Flächenbedarf Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland, eigene Abbildung..... 126

Abbildung 26: Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Bio-gasanlagen in Deutschland, eigene Abbildung 127

Abbildung 27: Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14044, DIN ISO 14040... 133

Abbildung 28: Spezifische THG-Emissionen in $\text{gCO}_2\text{-Äq.}\cdot\text{kWh el}^{-1}$ für die Jahre 2017 und 2035 140

Abbildung 29: Kumulierte vermiedene THG-Emissionen für den Zeitraum 2017-2035 in Millionen $\text{tCO}_2\text{-Äq}$, eigene Darstellung DBFZ 142

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Biogasanlagenbestand im Jahr 2018	21
Tabelle 2:	Direkte und indirekte Brutto-Beschäftigungswirkungen der Biogasnutzung in Deutschland, 2007-2014	49
Tabelle 3:	Direkte und indirekte Brutto-Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen der Bioenergienutzung in Deutschland, 2012	51
Tabelle 4:	Direkte Wertschöpfungseffekte erneuerbarer Technologien in Deutschland nach Wertschöpfungsstufen, 2012	53
Tabelle 5:	Methoden zur ökonomischen Bewertung von Umweltwirkungen	64
Tabelle 6:	Instrumentenoptionen jenseits des Strom- und Verkehrssektors; Quelle: eigene Zusammenstellung	71
Tabelle 7:	Fixkosten Rotacut.....	94
Tabelle 8:	Variablen Kosten Rotacut.....	95
Tabelle 9:	Hochrechnung der kumulierten Einsatzmengen für Wirtschaftsdünger und der resultierenden THG-Minderung der nicht-energetischen Emissionen in Biogasanlagen 2018	96
Tabelle 10:	Monetarisierung der nicht-energetischen THG-Minderung durch die Verwertung von tierischen Exkrementen in Biogasanlagen unter Setzung verschiedener CO ₂ -Preise.....	96
Tabelle 11:	Nicht-energetische Kostenwirkungen von Biogasanlagen.....	99
Tabelle 12:	Parameter der Referenzanlagen für die vier Technologiegruppen	102
Tabelle 13:	Übersicht der betrachteten Szenarien der Entwicklung des Biogasanlagenportfolios in Deutschland	103
Tabelle 14:	Übersicht der Hochrechnung zur Kompensation der Deckungslücken für Strom und Wärme im Szenario 1; DBFZ, eigene Berechnungen	117
Tabelle 15:	Übersicht der geschätzten zusätzlichen Speicherkapazitäten für den Ausgleich der fehlenden Beiträge als Flexibilitätsoption der Bioenergie, DBFZ eigene Berechnungen.....	118
Tabelle 16:	Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagen in Prozent je t FM, Datenbasis: DBFZ Betreiberbefragung (unveröffentlicht).	135
Tabelle 17:	Durch den KWK Prozess bereitgestellte Wärme zur externen Nutzung in kWh _{th} /kWh _{el}	137
Tabelle 18:	Emissionsfaktoren der Referenzsysteme	138
Tabelle 19:	Entwicklung der Nutzung von tierischen Exkrementen unter Anwendung der Anlagenentwicklung im Szenario 1 und	

	Abschätzung der resultierenden THG-Reduktion durch die Vermeidung nicht-energetischer Emissionen aus der Lagerung von tierischen Exkrementen	142
Tabelle 20 :	Darstellung der kumulierten THG-Reduktion sowie Kostendifferenzen für klimabedingte Schadkosten für den Zeitraum bis 2035.....	143

Abkürzungsverzeichnis

AUKM	Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen
BGA	Biogasanlage
BM	Biomethan
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
CC	Cross Compliance
EEG	Erneuerbares-Energien-Gesetz
EEWärmeG	Erneuerbare-Energien-WärmeGesetz
EnergieStG	Energiesteuergesetz
ELER	Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raumes
GAP	Gemeinsamen Agrarpolitik
GPS	Ganzpflanzensilage
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes
KrWG	Kreislaufwirtschaftsgesetz
MAP	Marktanreizprogramm
NawaRo	nachwachsende Rohstoffe
PtG	Power-to-Gas, Sektorenkopplung Strom-Gas
PtH	Power-to-Heat, Sektorenkopplung Strom-Wärme
PtL	Power-to-Liquid, Sektorenkopplung Strom-flüssige Brennstoffe

1 Einleitung

Die Einspeisevergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als erfolgreiches Instrument zur Technologieentwicklung und Finanzierung erneuerbarer Energien erwiesen. Während jedoch die Vergütungen für Wind und Photovoltaik im Laufe der Zeit immer weiter abgesenkt werden konnten, war dies bei der Bioenergieerzeugung und hier insbesondere im Bereich der Biogasanlagen nicht der Fall. Hier erfolgten – trotz einer grundsätzlichen Degression der Vergütungssätze – ab 2009 Erhöhungen. Auch im Jahr 2012 wurde dies deutlich. Bei der Analyse der Gründe fällt auf, dass durch das EEG im Bereich Biogas – neben der reinen Stromproduktion - zusätzlich Belange z.B. der Landschaftspflege, des Naturschutzes, der Agrarstruktur, der Ressourcenpolitik oder des Emissionsschutzes beeinflusst werden¹. Somit umfasst ein ursprünglich stromwirtschaftliches Gesetz Bereiche, die nicht originär der Stromerzeugung oder allgemeiner der Energiewirtschaft zugeordnet werden können und führt dort – zumindest potenziell – zu ökonomischen Effekten. Diese Beobachtung war Antrieb und grundlegende Analysefrage des vorliegenden Projektes.

Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, im Sinne einer gesamtökonomischen Betrachtung die (ökonomischen) Wirkungen des deutschen Biogasanlagenbestandes in Bereichen jenseits des Strommarkts zu erarbeiten und, wenn möglich, quantitativ/monitär abzuschätzen. Zu diesen anderen Wirkungsbereichen gehören vor allem die über das EEG bereits erbrachten, bzw. potenziell erbringbaren Leistungen in den agronomischen Prozessen bezüglich der Bereiche Boden, Landnutzung und Ökosystemdienstleistung sowie im Ver- und Entsorgungssektor und im Bereich der nicht-energetischen Treibhausgasreduktionen. Für diese zusätzlichen Leistungen, die derzeit über das EEG mitfinanziert werden, nimmt die Studie, soweit möglich, Abschätzungen vor. Daneben werden die sektoralen ökonomischen Effekte qualitativ bewertet.

Ein weiteres Ziel ist es, die absehbaren Bestandsentwicklungen der Biogasanlagen bis 2035 und ihre Implikationen für den Energiesektor, den Bedarf landwirtschaftlicher Einsatzstoffe sowie den damit verbundenen landwirtschaftlichen Flächenbedarf aufzuzeigen.

Die Klimaziele von Paris bilden dabei den übergreifenden strategischen Rahmen der Überlegungen. Biogasanlagen haben diesbezüglich in Deutschland bisher neben Wind den entscheidenden Beitrag zur Produktion von Erneuerbarem Strom aber auch Erneuerbarer Wärme als Maßnahme zur Minderung der THG-Emissionen geleistet. In Zukunft könnte zusätzlich in einem erhöhten Maße die Fähigkeit der Biogasanlagen

¹ Vgl. Landschaftspflegebonus, Einsatzstoffvergütungsklassen, welche u.a. die Schlaggröße regeln, Formaldehydbonus, Wegfall des Altholz aus dem Biomassebegriff, siehe EEG 2009 und 2012 und zugehörige Verordnungen

zur flexiblen Fahrweise oder aber die Möglichkeit einer Nutzung von Biogas (Biometan) im Verkehrsbereich wichtig werden. Diese Überlegungen sollen im Folgenden ebenfalls mit in die Beurteilung der gesamtökonomischen Effekte von Biogasanlagen einfließen.

Vorläuferstudien

Das vorliegende Vorhaben gründet sich im Wesentlichen auf zwei Vorläuferstudien aus dem Jahr 2015. Die durch das BMU geförderte Studie „Biogas Quo-vadis“ (FKZ: UM 16 41 21 20) wurde von der IZES gGmbH in Kooperation mit der ifeu GmbH erstellt, die Studie „Entwicklung der Biomasseverstromung bei Fortschreibung der aktuellen EEG-Vergütung - EBFE“ (FKZ: 22400815, gefördert durch die FNR) vom DBFZ erarbeitet.

In der Studie von IZES und ifeu wurde die aktuelle und zukünftige Rolle der Biogasnutzung unter besonderer Berücksichtigung der Effekte im Bereich der THG-Emissionen untersucht. Dabei wurden mehrere Entwicklungsszenarien des Biogasanlagenbestandes (Bestandserhaltung, Rückbau und geringer Zubau) und deren Auswirkungen auf den Klimaschutz sowie auf den EE-Ausbau insgesamt in Deutschland betrachtet. Es wurde gezeigt, dass durch den alleinigen Ausbau von Windkraftanlagen und Photovoltaik die EE-Ausbauziele nur sehr schwer zu erreichen sind. Zudem wurden im Kontext des Rückbaus der Verlust von Arbeitsplätzen und der Rückgang der Produktion regenerativer Wärme beschrieben. Im Bereich der landwirtschaftlichen Anlagen aber auch der Abfallanlagen wurde auf deren Bedeutung zur Minderung der THG-Emissionen außerhalb der reinen Energieerzeugung hingewiesen. Diese Positivleistungen müssten – bei einem Wegfallen der EEG-Vergütungen - in Zukunft über Finanzierungsmechanismen der Landwirtschaft oder der Abfallwirtschaft, also beispielsweise über den Fleisch-/Milchpreis oder über die Abfallgebühren, getragen werden. Weitere Refinanzierungsmodelle des Energiebereiches über den Großhandelsmarkt oder die Regionalmärkte stellen bis mindestens in das Jahr 2030 gemäß den Analysen voraussichtlich keine ausreichende Vergütung dar. Als zwingend notwendig für einen Fortbestand der Anlagen wurde die wirtschaftliche Nutzung der Wärme eingestuft. Weitere Bereiche der Finanzierung von Biogasanlagen wurden in der Studie zwar erwähnt, allerdings noch nicht näher beschrieben.

In der vom DBFZ erstellten Kurzstudie EBFE, wurden ausgehend von den Änderungen im EEG 2014 Abschätzungen erarbeitet wie sich der Bestand an Bioenergieanlagen im Stromsektor entwickeln kann. Maßgeblicher Impulsgeber waren dazu die gegenüber dem bis dahin geltenden EEG aus dem Jahre 2012 abgesenkten Vergütungssätze. Die Kernthese war ein Rückgang der Errichtung von Neuanlagen auf Grund der Vergütungskürzungen und welche Effekte sich auf die Energiewirtschaft sowie die vor- und nachgelagerten Bereiche daraus ergeben würden. Bei der Annahme eines Rück-

baues von Bestandsanlagen nach dem Ende ihrer 20-jährigen Vergütungsdauer würden so bis zum Jahr 2035 fast alle Anlagen vollständig zurück gebaut werden. Ausnahmen wären Anlagen im Bereich der Gülle- und Abfallvergärung, da für diese Anlagen gesonderte Vergütungstatbestände gelten und weiterhin ein Neubau in geringem Umfang erwartet wird. Im Ergebnis kommt die Studie zu der Aussage, dass unter den gegebenen konservativen Annahmen ein Großteil der heutigen Bioenergieanlagen im EEG nach 20 Jahren Betriebsdauer stillgelegt werden und mit ihnen eine Reihe von Dienstleistungen und Wertschöpfungsbeiträgen verloren gehen. Die wesentlichen Veränderungen würden die Landwirtschaft betreffen. Es würde dabei vor allem die energetische Nutzung von Wirtschaftsdüngern aber auch die Veredelung von nachwachsenden Rohstoffen entfallen. Im Bereich der Energiewirtschaft besteht im Falle der skizzierten Entwicklung, die dringende Notwendigkeit die wegfallenden Strom- und Wärmemengen adäquat durch andere zusätzliche erneuerbare Optionen zu ersetzen. Nachgelagert sind außerdem auch die Effekte im Bereich der Wertschöpfung und der Beschäftigung zu berücksichtigen, die hier einen starken Bezug zum ländlichen Raum haben.

Vorgehensweise

Aufbauend auf den Erkenntnissen aus den obigen beiden Studien wurde ein Untersuchungsdesign erarbeitet, welches zu folgender Projektgliederung führte:

In den folgenden Abschnitten werden zum einen die verschiedenen Funktionen der Biogasanlagen im Energiesystem, im naturwissenschaftlich-agronomischen Bereich sowie insgesamt in der Volkswirtschaft dargestellt. Zum anderen wird auf die Methoden eingegangen, welche anzuwenden sind um die Ausprägung dieser Funktionen sowie die damit verbundenen Leistungen messbar zu machen (Kapitel 3). Diese Leistungen werden zunächst in den naturwissenschaftlich-agronomischen Wirkungsbereichen in Kapitel 4 näher beleuchtet, da diesbezüglich noch kein zusammenfassendes Kompendium mit der Darstellung dieser Wirkungsbereiche existiert. Wo möglich wird der monetäre Einfluss der Biogasanlagen auf diese Bereiche quantifiziert. In Kapitel 5 werden die möglichen Szenarien der Entwicklung des Anlagenbestandes u.a. in ihrer regionalen Ausprägung entwickelt und die Auswirkungen dieser Szenarien auf die Energiewirtschaft dargestellt. Die Analyse der Auswirkungen auf die flächen- und ressourcenbezogenen Effekte sowie die Treibhausgasmindereffekte sind in Kapitel 6 beschrieben.

Die anschließenden Schlussfolgerungen (Kapitel 7) geben einen Überblick über die Arbeiten im Sinne einer Zusammenschau aus den vorangegangenen Kapiteln. Das Projekt war von Anfang an definiert als Kurzprojekt, das einen Überblick über die Wirkungen von Biogasanlagen gibt. Das Projekt behandelt viele Themen, die kontrovers diskutiert werden und im Anschluss einer viel tiefergehenden Untersuchung bedürfen.

Diese Themen sind im letzten Kapitel, dem weiteren Forschungsbedarf beschrieben (Kapitel 8).

Das Vorhaben wurde über die gesamte Laufzeit im Rahmen von zwei Sitzungsterminen durch einen Beirat begleitet, welcher sich aus Vertretern und Vertreterinnen von Behörden, von Verbänden, der Wissenschaft und der Praxis zusammensetzte.

2 Wechselwirkungen Biogasanlagen und Strommarkt

Es liegen kaum Studien vor, welche die Wechselwirkungen zwischen den in Abschnitt 3.4 genannten Wirkungsbereichen und dem Strommarkt quantifizieren². Die wenigen gesamtwirtschaftlichen Studien, die den Biomassepark derzeit detailliert abbilden, fokussieren auf die Interaktionen zwischen Biomasse- und konventionellen Erzeugungskapazitäten *innerhalb* des Strommarkts (und teilweise des Wärmemarkts).

Hauser et al. (2014) weisen auf die Notwendigkeit der Flexibilisierung von BGA hin, um durch die Bereitstellung von Regelenergie inflexible konventionelle Anlagen ersetzen zu können, die zu einem hohen Aufkommen an Stunden mit Null-Preisen am Großhandelsmarkt führen (sog. must-run-Anlagen). Dabei sind für die ökologische Wirksamkeit einer flexiblen Fahrweise der BGA die energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen entscheidend: erst wenn die Einspeisung aus erneuerbaren Energien mehr als die Hälfte der gesamten Strombereitstellung ausmacht, werden vermehrt Stunden mit echten EE-Überschüssen auftreten, in denen die Abschaltung von BGA-BHKW sinnvoll ist. Derzeit führt eine Abschaltung in Null-Preis-Stunden eher zu Verschiebungen in der merit-order, die zum Ausscheiden von Gas- anstatt Kohlekraftwerken führt. Die Kosten der Flexibilisierung lägen dabei in der gleichen Größenordnung wie die Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke. Weiterhin geben Hauser et al. (2014) bereits Hinweise auf die möglichen makroökonomischen (über den Wärmemarkt hinausgehenden) Effekte der Bioenergienutzung, die die bisherige, ausschließliche Finanzierung über den Strommarkt als nicht adäquat erscheinen lassen (Hauser et al. 2014, S. 12-14, 65-71).

Holzhammer et al. (2016) untersuchen die Möglichkeiten, inwieweit ein flexiblierter BGA-Park konventionelle Kapazitäten im Strommarkt (und teilweise im Wärmemarkt) ersetzen können, welche Systemdienstleistungen sie im Strommarkt erbringen können und welche Effekte sich aus dem vorhersehbaren Abbau von Biogaskapazitäten durch die gegenwärtigen Regelungen des EEG ergeben. Demnach könnte ein flexiblierter BGA-Park bis 2030 ohne Zusatzkosten 12,5% der dann benötigten Residuallast und 3% des Wärmebedarfs für Haushalte decken. Bei Fortführung der Regelungen des damaligen EEG 2014 würde aufgrund des Ausscheidens entsprechender BGA-Kapazitäten die Stromerzeugung aus Biogas auf ein Sechstel sinken und der Beitrag zur Wärmeerzeugung praktisch ganz wegfallen. Zur Kompensation wären – unter der Annahme gleicher Anteile zwischen Wind und PV – jeweils 11 GW zusätzliche Kapazität für Wind und PV notwendig (Holzhammer et al. 2016, S. 37–39). Dies entspräche 24 bzw. 27% der installierten Leistung von Wind an Land bzw. solarer Strahlungsenergie im Jahr 2016, die zusätzlich zum vorgesehenen Ausbaupfad gebaut werden müsste

² Eine dafür notwendige Modellierung wird derzeit im Rahmen des Schwesterprojekts „BE20+“ entwickelt.

(eigene Berechnung auf Basis von BNetzA 2018a, Tabelle 3.1). Weiterhin müssten 8 GW konventionelle Kapazität ausgebaut werden, um die gestiegene Fluktuation auszugleichen. Die wegfallende Wärmeleistung müsste ebenfalls durch entsprechende Kapazität ersetzt werden. (Holzhammer et al. 2016, S. 39).

Sowohl Hauser et al. (2014) als auch Holzhammer et al. (2016) weisen darauf hin, dass Biomasse neben Regelenergie unter bestimmten Voraussetzungen auch andere Systemdienstleistungen (Blindleistung, Schwarzstartfähigkeit, Inselnetzfähigkeit etc.) übernehmen kann. Zum gleichen Ergebnis kommen auch Holzhammer et al. (2017). In dena (2014) findet Biomasse – außer bei Regelleistung – hingegen kaum Beachtung.

Auch Eltrop et al. (2016) untersuchen Strommarkteffekte eines flexibilisierten Biomasseparks. Anhand techno-ökonomischer Parameter von Flexibilisierungskosten für BGA, Biomasse-Vergaser und für Biomasseheizkraftwerke modellieren sie deren Einsparpotenziale und die Rückwirkungen im Strommarkt. Im Ergebnis steigt die optimale zusätzlich installierter Kapazität von Biomasseanlagen mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien an (im 80%-EE-Szenario um zusätzliche 10 GW), womit der Flexibilitätsbedarf – bei gleichem Biomasseeinsatz – gedeckt werden kann (Eltrop et al. 2016, S. 10-11, 102, 110). Weiterhin treten durch die Flexibilisierung der Biomassekapazität – trotz Wettbewerb zu anderen Flexibilitätsoptionen – bei steigenden EE-Anteilen auch steigende Kostensenkungseffekte bei den Gesamtsystemkosten auf (im 80%-EE-Szenario um 419 Mio. €). Dabei spielt die bedarfsorientierte KWK eine wichtige Rolle (Eltrop et al. 2016, S. 10-11, 107, 110-111). Der optimale Überbauungsgrad steigt mit zunehmender Anlagengröße. Biomethananlagen eignen sich besonders gut zur Flexibilisierung, dennoch sind einzelfallabhängige Voraussetzungen zu prüfen. Die Flexibilisierung von Verbrennungs- und Vergasungsanlagen für feste Biomasse gestaltet sich hingegen vergleichsweise schwierig (Eltrop et al. 2016, S. 110, 113).

Trommler et al. (2016) untersuchen am Beispiel eines Umspannwerkes in Norddeutschland, wie eine stärker netzdienliche Fahrweise und die Erbringung von Systemdienstleistungen durch BGA auf Verteilnetzebene die Netzbelastung und letztlich den Netzausbaubedarf verringern kann. So wurden in Szenarien mit flexibler Biogaseinspeisung netzentlastende Effekte und verringerte Netzausbaubedarfe auf Verteilnetzebene aufgezeigt und das Konzept eines proaktiven Einspeisemanagements (paEinsMan) entwickelt, bei dem die netzdienliche Fahrweise prognosebasiert (anstatt reaktiv) erfolgt. Aus systemischer Sicht ist das paEinsMan deutlich günstiger (je nach Szenario um den Faktor 5-12) als der konventionelle Netzausbau, erfordert aber zahl-

reiche Anpassungen des regulatorischen Rahmens, da hier die Flexibilitätsbereitstellung von der Übertragungsnetz- auf die Verteilnetzebene verlagert wird. (Trommler et al. 2016, S. 1–5).

Millinger et al. (2017) betrachten die Notwendigkeit von Speichern und das Zusammenspiel verschiedener Speichertechnologien – darunter Biomasse und auch Biogas. Generell unterscheiden sich die Speicherbedarfe je nachdem, ob ein Energiesystem i) wind- oder sonnengeprägt ist, ii) ob die Wind- und PV-Anteile gemäß übergreifender Optimierung bestimmt sind oder nicht und iii) ob die Anlagen systemfreundlich ausgelegt sind oder nicht (Millinger et al. 2017, S. 9). So treten in sonnengeprägten Energiesystemen die Speicherbedarfe eher regelmäßig und eher kurz- und mittelfristig auf (v.a. in der täglichen PV-Einspeisespitze zur Mittagszeit), sodass andere Stromspeichertechnologien diese gut verarbeiten können. Daher behalten die Bioenergieanlagen in diesen Szenarien primär die Rolle der Stromerzeugung und der Anteil an der Flexibilität bleibt eher gering. Die Studie spricht hier von Synergien, da durch eine höhere Auslastung der Bioenergieanlagen die gesamte EE-Strommenge gesteigert werden kann. In windgeprägten Systemen steigt hingegen der Anteil der Flexibilitätserbringung (wenn auch die Stromproduktion primär bleibt), da hier die Speicherbedarfe langfristiger und unregelmäßiger sind und von den anderen Stromspeichertechnologien schlechter verarbeitet werden können. (Millinger et al. 2017, S. 70–72). Zu Biogas im speziellen macht die Studie nur wenige Aussagen. Nur, dass sie die wichtigste Bioenergie-technologie darstellt und ihre Flexibilisierung – je nach Anlagenkonzept – mit moderaten Kosten verbunden sei (Millinger et al. 2017, S. 34).

Die meisten anderen Studien fokussieren auf die verschiedenen Verwendungsmöglichkeiten von Biomasse in den unterschiedlichen Sektoren und deren Umwandelbarkeit (und deren Verluste) durch verschiedene Technologien der Sektorkopplung. Andere Schwerpunkte bilden Potenzialgrenzen durch mögliche Nutzungskonkurrenzen in der Landwirtschaft und/oder durch Umwelteffekte (Pieprzyk et al. 2016). Auch Hauser et al. (2014) untersuchen inländische Potenzialgrenzen der Biomasse und mögliche Effizienzgewinne durch bessere Nutzung des Potenzials (Hauser et al. 2014, Abschnitt 3.2).

3 Biogasanlagen in verschiedenen Funktionen

3.1 Übersicht

Wie in Abbildung 1 dargestellt, sind Biogasanlagen multifunktional und transsektoral wirksam. Sie sind daher aus mehreren Perspektiven zu betrachten. Daher werden im Folgenden die Funktionen im Energiesystem (Abschnitt 3.3), die naturwissenschaftlich-agronomischen Wirkbereiche sowie der Bereich der Entsorgung (Abschnitt 3.4) und letztlich die Einordnung in der volkswirtschaftlichen Systematik (Abschnitt 3.5) kurz dargestellt. Danach werden die Leistungen in den naturwissenschaftlich-agronomischen Wirkbereichen eingehender analysiert. Die ökonomische Wirkung erfolgt später.

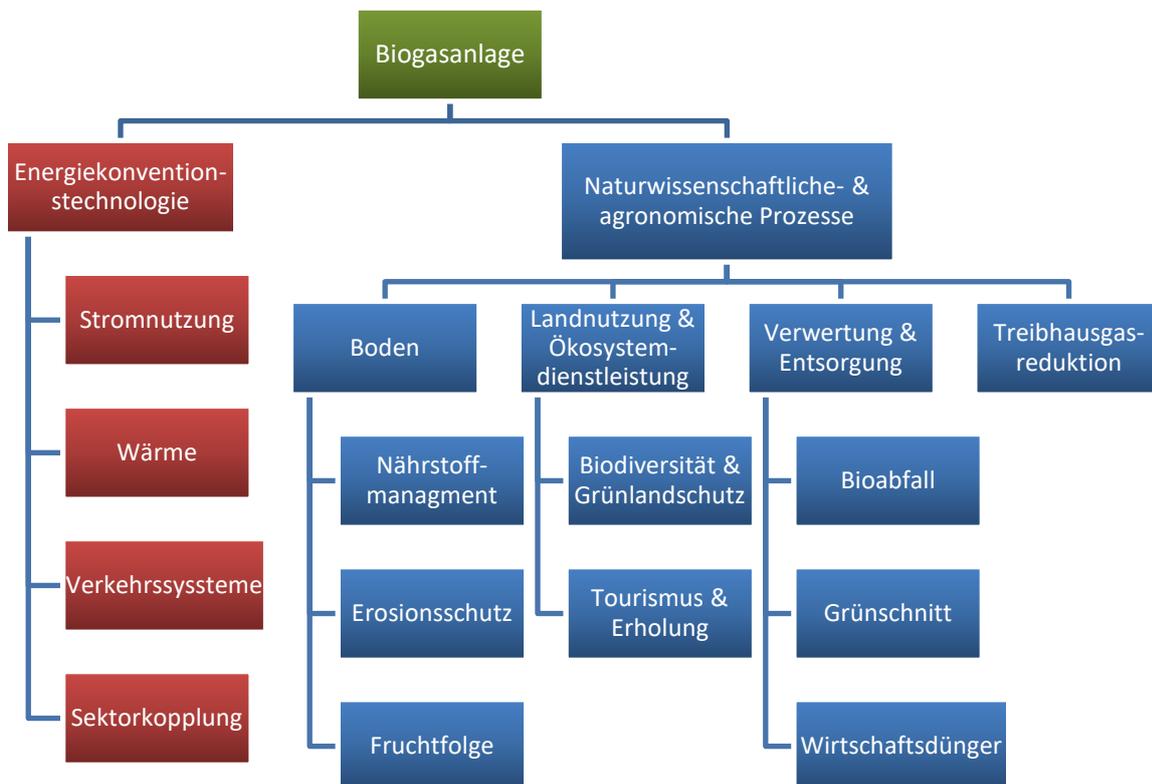


Abbildung 1: Verschiedene Funktionen von Biogasanlagen (eigene Darstellung)

3.2 Biogasanlagenbestand und vorrangige Nutzung

In Summe stellte Biomasse³ im Jahr 2017 in der Gesamtschau der drei Bereiche Bruttostromerzeugung, Wärme und Kälte sowie Verkehr mit insgesamt rund 54 % den höchsten Anteil im Vergleich der erneuerbaren Energien. Biogas und Biomethan⁴ bilden dabei mit rund 12 % auch im Vergleich zu Wind (rund 21%) einen hohen Anteil der EE ab (eigene Berechnungen auf Basis von BMWI 2018b, Blatt 2017).

Der aktuelle Biogasanlagenbestand ist in Tabelle 1 dargestellt. Er beläuft sich derzeit auf rund 10.400 Anlagen (i.S.d. EEG) mit einer kumulierten Bemessungsleistung von rund 5.000 MW_{el}. Üblicherweise werden Biogasanlagen anhand der Leistung und der Einsatzstoffe unterteilt. Hintergrund dafür sind die gesetzlichen Rahmenbedingungen, die durch das EEG vorgegeben werden. Vor dem Hintergrund der verschiedenen Einsatzstoffklassen und Vergütungshöhen durch die Novellierungen des EEG lassen sich vier Hauptgruppen von Anlagentypen unterscheiden:

Tabelle 1: Biogasanlagenbestand im Jahr 2018

	Güllekleinanlagen	NawaRo-BGA	Biomethan-BHKW	Abfall-BGA	Summe
Anzahl [n]	421	7.998	1.859	116	10.394
kum. Leistung [MW _{el}]	31,6	4.294,8	534,4	98,2	4.959
Anzahl [%]	4,1	76,9	17,9	1,1	100
kum. Leistung [%]	0,6	86,6	10,8	2,0	100

Quelle: DBFZ Hochrechnung Szenario SZ 1 Ref. (vgl. Abschnitt 5.2)

Güllekleinanlagen dürfen nicht mehr als 20 % ihres Substratbedarfs mit Mais oder Getreidekorn decken und die installierte elektrische Leistung ist gemäß EEG auf 75 kW_{el} begrenzt. Diese Anlagen leisten trotz der vorhandenen Potenziale bislang den weitaus kleinsten Beitrag zur elektrischen Gesamtleistung von Biogasanlagen. Durch den hohen Wärmebedarf der Anlagen können zudem nur geringe Mengen an Wärme extern genutzt werden. Der Wärmeabsatz ist dann meist direkt auf den Betrieb (Wohn- und Arbeitsbereich) begrenzt.

Den größten Teil der Anlagen stellen die NawaRo-Anlagen dar. Deren primäres Substrat besteht aus Mais, der durch GPS, Gras und Gülle bzw. Mist ergänzt wird. In

³ Gemäß BiomasseV wird im vorliegenden Bericht Biomasse als Oberbegriff für alle organischen Grundstoffe (gasförmig, flüssig, fest) verwendet, während mit Biogas der gasförmige Teil gemeint ist.

⁴ Beide werden in der Statistik gemeinsam erfasst.

Summe wird in diesen Anlagen auch die größte Menge an Gülle eingesetzt. Auf Grund früherer EEG- Strukturen beträgt die durchschnittliche Anlagengröße circa 500 kW_{el.}. Dabei reicht die Spanne von 150 kW_{el.} bis über 1.000 kW_{el.}. Hier steht bislang die Stromproduktion im Vordergrund. Je nach Anlage werden 20 – 25 % der produzierten Wärme zur Wärmeversorgung innerhalb der Anlage benötigt. Der Rest steht für eine externe Wärmeversorgung zur Verfügung. Dabei ergibt sich auf Grund der unterschiedlichen EEGs und der lokalen Lage der Anlagen ein sehr heterogenes Bild der Wärmenutzung.

Biogasanlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan verfügen im Mittel über eine Rohgaskapazität von 630 Nm³/h. In Deutschland gibt es derzeit ca. 200 Anlagen zur Gasaufbereitung. Da diese nicht direkt über das EEG vergütet werden und neben den Biomethan-BHKW den Wärme- und den Kraftstoffmarkt bedienen, fallen die Wechselwirkungen hier deutlich komplexer aus. Die Einspeiseanlagen werden daher in der vorliegenden Untersuchung nicht explizit mit behandelt. Die Gruppe der Biomethan-BHKW stellt also in Tabelle 1 nur die BHKW dar, die (bilanziell) Biomethan dezentral in Strom- und Wärme umwandeln und über das EEG eine Vergütung für den eingespeisten Strom erhalten.

Die vierte hier zu behandelnde Hauptgruppe von Anlagen sind Abfallanlagen, die auf Grund der aufwendigen Technik zur (Bio-)Abfallaufbereitung und der höheren Genehmigungsaufgaben ebenfalls eher im oberen Leistungsbereich zu finden sind. Der für den Anlagenbetrieb erforderliche Wärmebedarf (u.a. Hygienisierung, Fermenterheizung) kann im Falle einer Vor-Ort-Verstromung über das BHKW, bzw. bei einer Biomethaneinspeisung über eine Biogasfeuerung im Teilstrom gedeckt werden. Aktuell

werden im Kontext öffentlicher Fuhrparks (z.B. Müllfahrzeuge, Busse) verstärkt Bio-methan-basierte Mobilitätslösungen favorisiert.

Abfallanlagen wie auch Güllekleinanlagen, deren Anteil am Biogasanlagenbestand nicht zu vernachlässigen ist (vgl. Abbildung 2), werden in dem aktuellen EEG geson-dert behandelt.

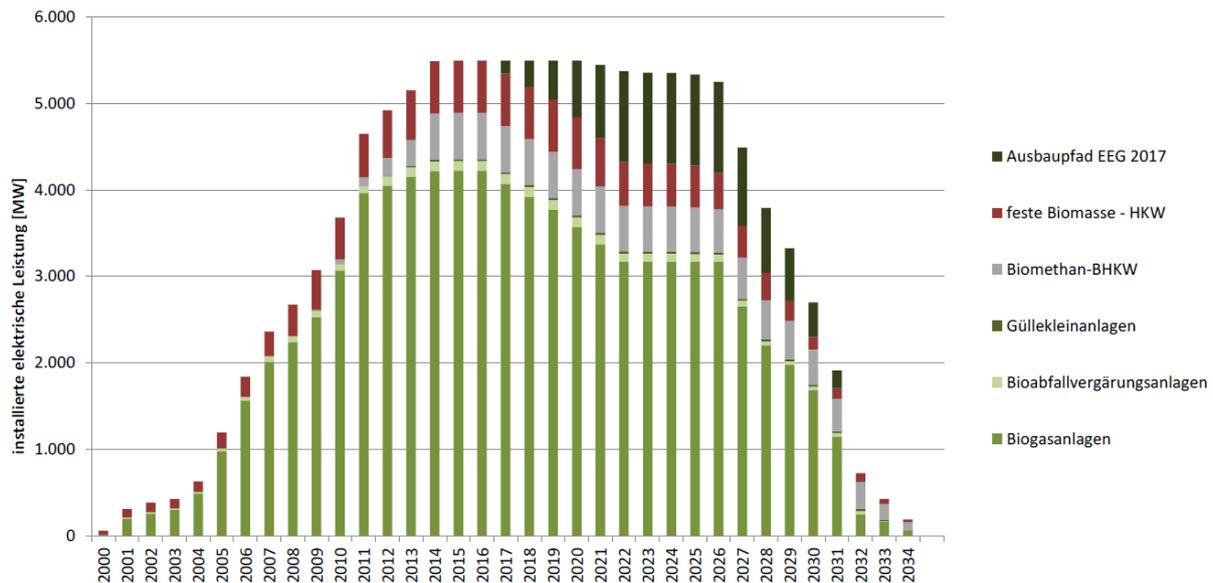


Abbildung 2: Biogasanlagen – Entwicklung und Verteilung in Deutschland (Scheffelowitz et al. 2018)

3.3 Biogas im Energiesystem

3.3.1 Paris: Der Beitrag der Biogasanlagen zum Klimaschutz

Mit der Klimaschutzvereinbarung von Paris 2015 hat die Staatengemeinschaft eine Beschränkung des Anstiegs der globalen Durchschnittstemperatur möglichst auf 1,5°C gegenüber dem vorindustriellen Niveau beschlossen⁵ (BMUB 2015a, Art. 2). Dies erfordert weltweit eine völlige Dekarbonisierung der Volkswirtschaften zur Mitte des Jahrhunderts und eine zusätzliche Entfernung eines Teils der CO₂-Emissionen aus der Atmosphäre (IPCC 2018). Für Deutschland bedeutet dies, dass der ambitioniertere Wert des deutschen Zielkorridors von 80-95% THG-Reduktion bis 2050 anzustreben ist. Unter der Annahme, dass sich der Landwirtschaftssektor nicht völlig dekarbonisieren lässt, fällt diese Aufgabe vor allem der Energieversorgung in den Sektoren Industrie, Verkehr und Haushalten sowie dem Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) zu (Repenning et al. 2015, Tabelle 7-6 & 7-7). Somit ist eine fast vollständige

⁵ Genauer: „...deutlich unter 2°...und Anstrengungen... [zu unternehmen], um den Temperaturanstieg auf 1,5° zu begrenzen...“

Dekarbonisierung des Strom-Wärme-Systems bis 2050 erforderlich, die auch Wärmeanwendungen im industriellen Mittel- und Hochtemperaturbereich einschließt. Über die Elektrifizierung großer Teile des Verkehrssystems (insb. PKW) wäre auch dieser Sektor partiell mit erfasst. Weiterhin müssen auch Alternativen für die restlichen Verkehrsbereiche (insb. Flug- und Schiffsverkehr) gefunden werden, für die eine Elektrifizierung zur Zeit wenig aussichtsreich scheint. Schließlich müssen auch stoffliche Nutzungen auf der Basis fossiler Energieträger (Grundstoffchemie) bis 2050 zunehmend durch CO₂-freie Alternativen ersetzt werden.

Die Rolle der Biomasse unter den o.g. zukünftigen Rahmenbedingungen, unter denen nicht nur die Strom- und Wärmeversorgung, sondern auch flüssige und gasförmige Kraftstoffe sowie stoffliche Nutzungen weitgehend CO₂-frei sein müssen, ist durch mehrere Faktoren gekennzeichnet: Erstens ist das Gesamtpotenzial der nutzbaren Biomasse begrenzt. Zweitens konkurrieren unterschiedliche Verwendungen und Sektoren um diese limitierten Potenziale. Diese Nutzungskonkurrenzen implizieren, dass Biomasse unter Abwägung der jeweiligen Kosten-Nutzen-Verhältnisse vorrangig in Sektoren und Anwendungen eingesetzt werden sollte, in denen die jeweils anderen Optionen bei gleichen THG Emissionen höhere Kosten nach sich ziehen würden. Dabei ist das gesamtwirtschaftliche Kosten-Nutzen-Verhältnis über alle Sektoren, hier vor allem hinsichtlich der THG-Vermeidungskosten, zu berücksichtigen. (s. Trend 8 in BMWI (2016) und BMWI (2017b)). Die Bedeutung der Biomasse wird gerade unter einem 95 %-Szenario insbesondere im Kontext schwer durch andere EE ersetzbarer Anwendungen als zunehmend signifikant eingeschätzt (Pfluger et al. 2017).

Drittens erfüllt die Biomasse-Nutzung weitere Funktionen in anderen Sektoren. Für Biogas – der Fokus des vorliegenden Berichts – sind es vor allem die Wirkbereiche im naturwissenschaftlich-agronomischen System. Dort leistet die Biogasnutzung (potenziell) Beiträge zum Nährstoffmanagement, zur Landnutzung und zu Ökosystemdienstleistungen. Des Weiteren liefern EEG-unterstützte Biogasanlagen im Sinne einer hochwertigen Verwertung Beiträge im Entsorgungssektor. Zu diesen Punkten gehören auch Funktionen der nicht-energetischen THG-Reduktion durch z.B. den Einsatz von Gülle und Festmist in Biogasanlagen, womit wiederum eine wichtige Verbindung insbesondere zu klimapolitischen Zielen in der Landwirtschaft besteht.

3.3.2 Biogas in der Stromnutzung

Im Jahr 2017 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 36,2 %, wovon 8,6 %-Punkte auf die Biomasse entfielen (eigene Berechnungen auf Basis von BMWI 2018b, Tabelle 1 & Blatt 2017), die damit (nach Windenergie an Land) die zweithöchste erneuerbare Bruttostromproduktion auf sich vereint. Der Vergleich der erneuerbaren Energien untereinander zeigt, dass Biomasse im Jahr 2017 mit

7,1 % der installierten elektrischen Leistung 23,5 % der erneuerbaren Bruttostromproduktion erzeugt hat. Ein Großteil davon entfällt auf Biogasanlagen (und Biomethananlagen), die 5,1 % der erneuerbaren Kapazität und 14,9 % der erneuerbaren Bruttostromerzeugung auf sich vereinen (eigene Berechnung auf Basis von BMWI (2018b, Tabellen 3 & 4)). Sowohl Biomasse im Allgemeinen als auch Biogas im Speziellen stellen damit die erneuerbaren Energieträger mit der höchsten Kapazitätsauslastungen (Kapazitätsfaktoren) dar. Mit anderen Worten werden Biogasanlagen heute überwiegend zur Stromproduktion in der Grundlast eingesetzt, d.h. sie laufen kontinuierlich. In Abschnitt 3.2 wurde gezeigt, dass die Stromproduktion im Wesentlichen von NaWaRo-Anlagen getragen wird, die im Jahr 2018 rund 87 % der kumulierten Leistung des Anlagenbestands ausmachten. Auf Biomethan-BHKW entfielen hingegen rund 11 %.

Biogas (oder: Biomasse allgemein) gehört zu den wenigen erneuerbaren Energieträgern, die prinzipiell steuerbar sind. Aufgrund des zweistufigen Prozesses (Vergärung / Verstromung) kann Biogas in einem (in der Regel als bereits etablierte Komponente vorhandenen) Gasspeicher über Stunden oder Tage gespeichert und bedarfsgerecht im BHKW in Strom und Wärme gewandelt werden. In einem zukünftigen Energiesystem, das von fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) dominiert sein wird (Wind und PV), wird derzeit die bedarfsgerechte Bereitstellung von Strom (und Wärme) als Hauptaufgabe im Stromsystem angesehen. Damit wird sich die Bedeutung von BGA über die reine Bereitstellung von Strommengen (W_{el} [kWh]) hinaus, um einen Beitrag zur Systemstabilisierung durch die Bereitstellung steuerbarer Leistung (P_{el} [kW]) erweitern (s. Trend 8 in BMWI (2016) und BMWI (2017b), sowie BMEL (2015b, S. 38). Die dafür notwendige Flexibilisierung des Anlagenparks erfolgt durch eine Absenkung der Volllaststunden (Hauser et al. 2014, S. 28; Holzhammer et al. 2016). Je nach Art der Flexibilisierung kann das bei konstanter installierter Leistung durch eine verringerte Produktion von Strom- (und Wärme-)mengen erfolgen. Alternativ kann auch bei Beibehaltung der Bemessungsleistung zusätzliche Verstromungskapazität zugebaut werden. Wenn die Flexibilisierung des Anlagenparks durch eine Absenkung der Bemessungsleistung erfolgt, gehen im Energiesystem die erneuerbare Strom- und Wärmemengen zurück, welche dann durch zusätzliche andere erneuerbare Kapazitäten kompensiert werden müssen. Zum bereits vorhandenen Ausbaupfad für z.B. Wind und PV müsste es dann entsprechende Erweiterungen geben, die diesen Rückgang ausgleichen.

Für die praktische Umsetzung der Flexibilisierung können unterschiedliche Ansätze verfolgt werden. Neben einer Erhöhung der Kapazität („Überbauung“) sind – je nach Anlage – weitere Maßnahmen notwendig (z.B. Erweiterung des Gas- und Wärmespeichervolumens), sowie ergänzende Anwendungen (z.B. Installation eines PtX-Moduls zur Entkopplung von Strom- und Wärmebedarf). Andere eher optionale Ansätze sind

derzeit noch Gegenstand der Forschung bzw. in einer frühen Phase der Markteinführung (unterschiedliche Steuerung des Fermentierungsprozesses, Fütterungsmanagement etc.) (Peters et al. 2018)^{6,7}.

3.3.3 Biogas in der Wärmenutzung

Im Jahr 2017 wurden 12,9 % des Endenergieverbrauchs in der Wärme- und Kältenutzung durch erneuerbare Energien gedeckt. Dabei dominiert die Biomasse mit 11,3 % Punkten am Endenergieverbrauch für Wärme- und Kälte (eigene Berechnung auf Basis von BMWI 2018b, Blatt 2017). Im Vergleich der Biomassenutzungsformen entfielen 65,9 % der regenerativen Wärme- und Kältenutzung im Jahr 2017 auf die feste Biomasse, während der Wert für Biogas und Biomethan bei 10,6 % lag (eigene Berechnung auf Basis von BMWI (2018b, Tabelle 5)).

Um die eingesetzte Biomasse möglichst effizient zu nutzen, ist der Wärmenutzungsgrad bei KWK-Anwendungen zu erhöhen. Bei Biogasanlagen ist der potentielle thermische Nutzungsgrad einerseits von der Größe der Biogasanlage und andererseits von der Erschließbarkeit geeigneter Wärmesenken oder aber über den Zwischenschritt Biomethan vom Anschluss an das Erdgasnetz abhängig. Generell sind die meisten Anlagen zur Wärmeabgabe geeignet, bei kleineren Anlagen ist hier die Wirtschaftlichkeit zu prüfen. Gegebenenfalls ist hier eine saisonale Fahrweise von Relevanz (Jakob 2017), die auch durch verschiedene Substrateinsätze gekennzeichnet ist.

Dem Ausbau der Wärmenetze kommt im Rahmen der Energiewende eine strategische Bedeutung zu („change enabler“), da sie zukünftig die Wärmeverteilung, auch zwischen unterschiedlichen erneuerbare Technologien und Speichern organisieren sollen (BMWI 2017b, S. 35; Merten et al. 2018, S. 23–29). Hier kann die bei einer Flexibilisierung der Biogasanlagen anfallende Wärme zentral über das Wärmenetz gepuffert werden. So kann das Wärmenetz durch Temperaturschwankungen bis zu einem gewissen Grad selber eine Speicher- / Pufferfunktion übernehmen, die gleichzeitig der stromseitigen Flexibilisierung der Biogasanlage dient. Und ein zentral im Wärmenetz installierter Großspeicher kann günstiger sein als die Summe individueller Speicher an den jeweiligen Anlagen. Unterschiedliche Einspeiseprofile und Verbrauchsprofile können zudem aufgrund der Komplementarität zu insgesamt geringerem Speicherbedarf führen. So müssen prohibitiv hohe Kosten nicht von einzelnen Biogasprojekten getragen werden und vormals nicht rentable Projekte könnten dadurch rentabel werden.

Durch den Einsatz von Biogasanlagen in Wärmenetzen sind Teile der Biomassestrategie mit der KWK-Strategie der Bundesregierung verzahnt. Diese sieht die Zukunft

⁶ Für einen Überblick über mögliche Flexibilisierungsoptionen und damit verbundene Geschäftsmodelle s. das noch laufende Forschungsprojekt „BE20+“ <http://www.izes.de/de/projekte/be20plus>

⁷ Methanisierung und Einspeisung in das Erdgasnetz wird unter Abschnitt 3.3.5 betrachtet

der KWK-Anlagen in der Flexibilisierung und der Produktion „residualer Strommen- gen“. Bis 2030 soll die ungekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme durch flexible KWK ersetzt werden. Bis 2050 sollen brennstoffbetriebene KWK-Anlagen nur noch eingesetzt werden, wenn sie erneuerbare Brennstoffe einsetzen (BMW 2017a). Auch die KWK-Strategie betont die Existenz von Nutzungskonkurrenzen über die Sektoren hinweg und fordert, Biomasse-KWK vor allem in schwer ersetzbaren Anwendungen einzusetzen (BMW 2017a, S. 15). Diese begrenzten Anwendungsfelder liegen z. B. in schwer sanierbaren Gebäuden im Denkmalschutz ohne die Möglichkeit einer Fern- wärmeversorgung aber mit dezentraler KWK Erzeugung mit Erdgasanschluss. (BMW 2016, S. 24 / Trend 8). Aber auch ländliche Regionen ohne Erdgasanschluss können bei einer Mindestwärmedichte mit Nahwärmenetzen erschlossen werden. Dies ist vor allem bei altem Gebäudebestand mit einzelnen hohen Wärmeverbrauchern wirtschaft- lich (Baur et al. 2016b, 81 ff.). Hier zeigt sich, dass der Fokus des Wärmenetzausbaus auf dicht besiedelte Gebiete zu eng gefasst ist und dadurch relevante Potenziale un- genutzt bleiben (BMW 2017b, S. 35)

Ein anderes Anwendungsfeld für Biomasse, das durch andere erneuerbare Energien schwer zu bedienen ist, ist Prozesswärme im industriellen Mitteltemperaturbereich. Hier ist das Erreichen der notwendigen Energiedichte sowohl mit Strom aus Wind- und PV-Anlagen, als auch direkt mit Solarthermie-Anlagen sehr aufwendig (s. Trend 8 in BMW (2016) sowie BMW (2017b)). Vor allem vor dem Hintergrund erneuerbare Wärme möglichst aus der eigenen Region bereitzustellen, erweist sich der Einsatz von Biomasse in der Industrie als vorteilhaft (Baur et al. 2016b). Neben fester Biomasse kann hier auch Biogas über die Gasaufbereitung einen Beitrag leisten, indem fossiles Gas in der Prozessenergie durch Biomethan ersetzt wird.

3.3.4 Biogas im Verkehrssystem

Auch im Verkehrsbereich dominierte im Jahr 2017 – im Vergleich der erneuerbaren Energien - die Biomassenutzung: von 5,2 %, die im Endenergieverbrauch im Verkehr auf die Nutzung erneuerbarer Energien entfielen, wurden allein 4,6 %-Punkte von Bi- omasse gestellt. Im Vergleich der unterschiedlichen regenerativen Nutzungsformen dominiert der Biodiesel, der im Jahr 2017 rund 62 % ausmachte. Bioethanol trug knapp 25 % bei, Biomethan hingegen nur 1 %, wohingegen erneuerbarer Strom rund 12 % beitrug (eigene Berechnungen auf Basis von BMW 2018b, Tabelle 6).

Der Fokussierung der Biomasse / des Biogases auf wenige, nicht oder kaum substitu- ierbare Anwendungen im Strom-Wärme-System stehen neue Anwendungen im Ver- kehrssektor gegenüber. Nachdem die anfängliche Förderung von Biodiesel für PKW und LKW über steigende Kraftstoffquoten eingefroren wurde, wird die Zukunft in der Bereitstellung von Treibstoffen für den Flug- und Schiffsverkehr gesehen. Somit sieht die Fortschreibung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie (MKS) der Bundesregierung

für den PKW-Bereich nur noch einen begrenzten Beitrag zu Diversifizierung für Biokraftstoffe der zweiten und dritten Generation. Hingegen wird in der Beimischung von erneuerbar erzeugtem Erdgas/Methan sowohl im PKW-Bereich als auch bei Bussen und LKW (bei letzteren auch in flüssiger Form, LNG) eine Option gesehen. Biomethan hat dabei ein ähnlich hohes THG Minderungspotenzials wie Ethanol. Insbesondere auch für Schiffe wird der Einsatz von LNG oder sog. Dual-Fuel-Antrieben als zukunftsfähig erachtet. (BMVI 2018, S. 13–16).

3.3.5 Biogas in der Sektorenkopplung

Biogasanlagen können zukünftig eine wichtige Rolle in der Sektorenkopplung einnehmen, da ihnen hier unterschiedliche Wege offen stehen. Zunächst kann Biomasse allgemein auch in den Energieanwendungen Wärme und Kraftstoff eingesetzt werden, ohne den Weg der strombasierten Sektorenkopplung beschreiten zu müssen. Zudem ist der Brennstoff in verschiedenen Aggregatzuständen lagerfähig.

Biogasanlagen sind dabei für die *Sektorenkopplung Strom-Gas* prädestiniert (Power to Gas, PtG). Aufgrund der ohnehin hohen Anteile von Methan im Biogas sind verschiedene Wege der Umwandlung von Strom zu Gas denkbar. Im Regelbetrieb konzentrieren Biomethananlagen das im Biogas bereits vorhandene Methan (50-75% des Biogases (Döhler 2013, S. 132)) auf die Qualität von Erdgas auf. Dafür sind „nur“ eine Technologie zur Gastrennung und Reinigung sowie eine Druckerhöhung auf das Niveau der jeweiligen Erdgasleitung an der eingespeist wird notwendig. Zusätzlich kann im Sinne einer PtG-Anwendung (unter Nutzung von regenerativem Überschussstrom) mit Hilfe eines Elektrolyseurs aus Strom Wasserstoff erzeugt werden, welcher dann in Verbindung mit dem Biogasbestandteil CO₂ (25-45% des Biogases (Döhler 2013, S. 132)) zu Biomethan verarbeitet wird.

Die Strom-zu-Gas Umwandlung kann im Zuge der Energiewende mehrere Funktionen erfüllen. Erstens steht damit ein chemischer Langzeitspeicher zur Verfügung der mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur realisierbar ist (Bothe et al. 2017)(BMWI 2017b, S. 19–20). Das Potenzial anderer Speicheroptionen für erneuerbare Energien (z. B. Pumpspeicherkraftwerke) ist vor allem für saisonale Ausgleichsbedarfe begrenzt. Ausreichende Langzeitspeicher sind aber bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien immer mehr notwendig, um z.B. längere Zeiträume mit niedrigen Temperaturen und geringer Stromproduktion aus PV- und Windenergieanlagen (sogenannte „kalte Dunkelflaute“) zu überbrücken. Daher sind gasförmige und flüssige Energieträger aus erneuerbaren Energien notwendig, die idealer Weise die bereits vorhandenen Infrastrukturen (Gasspeicher, -pipelines etc.) nutzen können. Zweitens steht mit biologisch erzeugtem Methan ein Substitut für Erdgas zur Verfügung, das als Grundstoff für zahlreiche energetische und industrielle Anwendungen genutzt werden kann. Neben dem o.g. Einsatz in der Dunkelflaute (Rückverstromung, Raumwärme) wird eine weitere

wichtige Anwendung im Straßen- und Schiffsverkehr gesehen. Somit stellt Biogas eine der wenigen THG-neutralen C-Quellen für industrielle Anwendungen dar. Das bei einer Gasaufbereitung anfallende CO₂ könnte als solches – neben einer Methanisierung mit EE-H₂ – auch einer stofflichen Nutzung zugeführt werden.

Die Methanisierung und anschließende Einspeisung in das Erdgasnetz erscheint damit als die flexibelste Verwendungsform. Je nach Annahme kann Biomethan dabei ressourcenstrategisch bedeutsam sein. Erlach et al. sehen in der kompletten Methanisierung und Einspeisung die beste Biogas-Verwendung, was in einem 85%-THG-Reduktionszenario (mit entsprechenden Energieeffizienzsteigerungen), zu einem Biomethananteil von 20 % an der gesamten Gasmenge führt. (Erlach et al. 2018, S. 21).

Dabei scheint Biomethan auf absehbare Zeit kostengünstiger als vergleichbare BioSNG Produkte (Billig et al. 2019).

3.3.6 Zwischenfazit

Biogas (oder: Biomasse allgemein) wird im Energiebereich zukünftig eine zwar nur limitiert verfügbare, aber vielseitig verwendbare Ressource darstellen, die durch Nutzungskonkurrenzen gekennzeichnet sein wird. Daher sollte ihr Einsatz in Zukunft auf schwer substituierbare – und damit höherwertige – Anwendungen konzentriert werden.

Für die Stromerzeugung bedeutet dies eine Konzentration auf flexible Residuallast und Systemdienstleistungen mittels einer Flexibilisierung des Anlagenparks. Damit ergänzen Biogasanlagen das zukünftig Wind- und PV-basierte Stromsystem. Durch das geänderte Profil der Stromerzeugung wird die erzeugte Strommenge gegebenenfalls schrittweise abnehmen. Unter der Annahme gegebener Ausbauziele für erneuerbare Energien und der Ziele von Paris ist dies durch erhöhte Ausbauraten anderer erneuerbarer Energien auszugleichen.

Für die Wärmenutzung bedeutet dies eine Erhöhung der Wärmenutzung entweder durch den Anschluss an verstärkt ausgebaute Wärmenetze oder – über den Weg der Methanisierung – durch den Anschluss an Gasnetze. Der Ausbau von Wärmenetzen wird ohnehin als zentral für die Energiewende angesehen, wobei – neben den städtischen Strukturen (Ersatz von Kohlekraftwerken) - auch relevante Potenziale für Wärmenetze im ländlichen Raum existieren. Die Einspeisung in das Gasnetz trägt zur Defossilisierung der Gasversorgung bei.

Wenn die hier diskutierten aktuellen Policypapiere bzgl. der Zukunft der Bioenergie zutreffen, wird Biogas im Strom-Wärme-System künftig eine kleinere Rolle spielen. Dem steht eine zunehmende Rolle in Teilen des Verkehrs gegenüber. Hier stehen die Biomethanproduktion und der Einsatz von erneuerbarem Gas im Kraftstoffsektor zukünftig im Vordergrund. Diese Rolle ist bisher noch nicht vollständig erfasst, da die Sektorenkopplung bisher aus der Stromperspektive, d.h. der Suche nach Senken für

Überschussstrom betrachtet wird. Der Kern von Biogasanlagen ist aber die Gasproduktion (Methan und CO₂), deren Elemente sowohl energetisch als auch stofflich genutzt werden können. Die Bedeutung der letzteren Verwendung wird mit Blick auf die Defossilisierung des Gasangebots zunehmen. Damit leistet Biogas in dem Maße, in dem es Erdgas ersetzt, auch einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit.

Die genannte Fokussierung auf höherwertige Biogas-Verwendungen ist derzeit noch nicht vollständig gegeben. Sie muss aber in dem Maße zunehmen, in dem die Energiewende im Kontext entsprechend definierter Leitplanken voranschreitet. D.h. der Erfolg des Biogases ist auch mit dem Erfolg der Energiewende verknüpft. Der Zeitkorridor der Transformation ist schwer abschätzbar aber bei einer THG-Reduktion in 2050 um 95 % anstatt 80 % wird er sich verkürzen und die genannten Implikationen für Biogasanlagen werden entsprechend früher einsetzen und stärker ausfallen.

Eine Voraussetzung ist allerdings ein Rahmen, der Investitionsanreize und Refinanzierungsmöglichkeiten für die genannten höherwertigen Anwendungen schafft. Am Strommarkt müssen zum Beispiel die notwendigen Investitionen zur Teilnahme an volatilen Großhandelsmärkten und/oder Regelleistungsmärkten refinanziert werden können (solange dies die energiewirtschaftlich günstigste Flexibilitätsoption ist). Neben dem Ausbau von Wärmenetzen ist eine Revision des jetzigen Systems der Primärenergiefaktoren, mit dem der Beitrag der jeweiligen Energieträger in den Wärmenetzen bewertet wird, notwendig, da sich erneuerbare Energien gegen fossile Energieträger sonst nicht durchsetzen können (Hauser et al. 2017, S. 250–252). Schließlich bietet die derzeitigen Verhandlungen über einen Kohleausstieg die Gelegenheit zum Strukturwandel in einer Reihe kohlebetriebener Wärmenetze. So bestehen Potenziale, vormals durch Kohle erzeugte Wärmemengen z.B. durch Biomethan zu substituieren⁸. Generell ist eine Verbesserung des gesamtwirtschaftlichen Rahmens notwendig. Dieser ist aufgrund niedriger Preise für Erdgas und fehlender / zu niedriger CO₂-Preise auf fossile Energieträger im Bereich außerhalb des Emissionshandels derzeit vielfach nicht gegeben.

Dennoch muss sich Biogas insbesondere beim Einsatz nachwachsender Rohstoffe wettbewerbsfähig gegen andere THG-Vermeidungsoptionen und Flexibilitätsoptionen durchsetzen, um eine kostenminimierende Energiewende zu gewährleisten. Das heißt, der ökonomisch-regulatorische Rahmen muss ein faires Wettbewerbsfeld (level-playing field) garantieren, das die Kosten-Nutzen-Relation des Biogases im Vergleich zu anderen erneuerbaren Technologien unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten angemessen widerspiegelt. Beim Einsatz von Reststoffen kann dies gegebenenfalls

⁸ Vgl. hierzu laufende, noch unveröffentlichte, IZES-Studie „Voruntersuchung zum Ersatz von Kohle in Wärmenetzen“, im Auftrag des BMU

anders bewertet werden, da hier durch BGA potenziell zusätzliche Leistungen in anderen thematischen Sektoren (u.a. Entsorgung, Boden-/Grundwasserschutz, Nährstoffmanagement, etc.) erbracht werden.

3.4 BGA als Kern naturwissenschaftlich-agronomischer Prozesse: Wirkbereiche

In diesem Abschnitt werden die bereits in Abbildung 1 aufgeführten naturwissenschaftlich-agronomischen Bereiche kurz dargestellt. Dazu zählen Boden (Nährstoffmanagement, Erosionsschutz, Fruchtfolge), Landnutzung (Biodiversität und Grünlandschutz, Tourismus und Erholung) sowie Verwertung und Entsorgung (Bioabfall, Grünschnitt, Wirtschaftsdünger). Als weiterer Bereich ist die nicht-energetische THG-Vermeidung zu nennen.

3.4.1 Boden

3.4.1.1 Vorbemerkung

Biogas wirkt auf den Wirkbereich Boden durch den Substratanbau (gewählte Früchte, Fruchtfolgen, Anbausysteme) sowie durch die Ausbringung der Wirtschaftsdünger (Menge und Ausbringungstechniken). Dabei gilt, dass es sowohl zu Verschlechterungen als auch zu Verbesserungen zwischen einer Situation mit und ohne Biogas kommen kann. Es hängt von der Art und Weise des Wirtschaftens ab. Beispielsweise sieht Bonvissuto (2013, S. 22) Biogas in Bezug auf Erosion negativ. Gleichzeitig gibt es jedoch Möglichkeiten, mit einem gewässerschutzgerechten Energiepflanzenanbau Erosion zu vermeiden und sogar vorzüglicher gegenüber herkömmlichem Ackerbau zu sein (Vgl. z.B. FNR 2018).

Im Folgenden soll aus diesem Grund weniger der status quo und die regional sehr differenziert zu betrachtenden Auswirkungen der Biogas-Erzeugung auf den Boden diskutiert werden, als vielmehr die Möglichkeiten der Biogaswirtschaft bzgl. einer Verbesserung des Bodenzustandes gegenüber anderen Nutzungen. Dabei werden das Nährstoffmanagement, der Erosionsschutz und die Fruchtfolgen angeschaut. Außerdem werden einzelne Beispiele gegeben, die aufzeigen, welche Möglichkeiten der Einflussnahme die Biogaswirtschaft hat und welche Folgen sich daraus ergeben.

3.4.1.2 Nährstoffmanagement

Der Betrieb einer Biogasanlage führt im Regelbetrieb auf dem Anlagengelände zu keiner direkten Beeinflussung des Oberflächen- bzw. Grundwassers. Voraussetzung dafür ist, dass die gute fachliche Praxis sowie Bauvorschriften eingehalten werden. Dennoch ist nicht ausgeschlossen, dass es bei Störfällen zu einer Verunreinigung von Ge-

wässern kommen kann. Diese können bei defekten Fermentern, undichten Lagerstätten bzw. fehlerhaften Pumpen auftreten. Evtl. auftretende Sickerwässer werden als schwach wassergefährdend eingestuft (FNR 2013b).

Wesentlich praxisrelevantere Bereiche für den Wasserschutz stellen der Anbau der Substrate wie auch die Ausbringung der Gärreste dar. Diese haben einen direkten Einfluss auf den Gewässer- bzw. Grundwasserschutz. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Substrat selbst keinen direkten Einfluss auf die Wasserqualität hat, sondern dass die Einflüsse aus den Anbaumethoden, die sich wiederum aus Düngung und Pflanzenschutz ergeben und aus der Ausbringung von Gärresten resultieren. Hier können die jeweiligen Inhaltsstoffe (Stickstoff, Phosphor,...) direkt ins Oberflächenwasser bzw. mit einem gewissen Zeitversatz ins Grundwasser gelangen.

Vor Inkrafttreten der letzten Düngeverordnung kam es besonders in den Regionen mit einer hohen Viehdichte (oft gekoppelt an eine hohe Dichte von Biogasanlagen) zu Problemen, da Gärreste nicht in die Berechnung der maximalen Stickstoffgabe im Rahmen der Düngeverordnung (DüV) Berücksichtigung gefunden haben (Taube et al. 2013). Mit der Novellierung des Gesetzes hat sich dies geändert (DüV §3 Abs. 4), sodass eine „Überdüngung“ bei Einhalten der Gesetze und der guten fachlichen Praxis verhindert wird.

Positive Auswirkungen durch das Management von Biogasanlagen werden ebenfalls von (der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland) Waid 2009 berichtet. Dabei arbeitet der Anlagenbetreiber zusammen mit dem Wasserschutzberater der Landwirtschaftskammer und den Landwirten, welche die Biogasanlagen mit Substraten versorgen und später Gärreste abnehmen. Durch das zeitlich und räumlich gezielte Ausbringen der Gärreste und die Verantwortung bei einer geschulten Person konnte die Nitratbelastung des Grundwassers vermindert werden. Durch die Hygienisierung der Gärreste in den Biogasanlagen können pathogene Keime vernichtet werden.

In Ackerbauregionen, die einen geringen Viehbesatz aufweisen, können Biogasanlagen mittels Gärrest Teile der Nährstoffversorgung im Pflanzenbau sichern. Insbesondere in der ökologischen Landwirtschaft, in der der Einsatz von Mineräldünger untersagt ist, können Nährstofflücken geschlossen werden.

Im Zuge der neuen Europäischen Düngemittelverordnung wird die Bedeutung organischer Wirtschaftsdünger noch gesteigert werden, da hier viele organische Herkünfte nun als Dünger anerkannt sind.⁹

⁹ Aktueller Stand der europäischen Düngerichtlinie vom 04.12.2018, Interinstitutional File 2016/0084(COD), No 15103/18, Council of the European Union

3.4.1.3 Erosionsschutz

Sowohl der Anbau von Energiepflanzen als auch die Art und der Zeitpunkt der Ausbringung von Gärresten können Auswirkungen auf den Erosionsschutz und den Gewässerschutz haben. Insbesondere werden durch lokale Wetterextreme (Starkregen) große Erosionen an Feldern verursacht. Hierbei kommen zum einen der Zeitpunkt der Wetterereignisse wie auch die langsame Feldbedeckung von Mais zusammen. Durch Wassererosion der Feldflächen können durch unerwünschten Bodenabtrag große Mengen Erde in die Oberflächengewässer gelangen, was zu einer starken Verschmutzung führt und die Biologie in den Gewässern schädigt. Um diesem Effekt vorzubeugen, gibt es eine Vielzahl an Empfehlungen, Erosionen, insbesondere an gefährdeten Hängen, zu vermeiden (Rippel 2010). Hierzu gehören eine Untersaat beim Maisanbau oder der Anbau von mehrjährigen Substraten wie Durchwachsene Silphie oder Gewässerrandstreifenbepflanzungen.

Beim Abtrag von Erde werden zwangsläufig auch immer Nährstoffe mit verfrachtet. Insbesondere frisch aufgebracht Dünger kann auf diesem Weg mit der oberen Bodenschicht schnell in Oberflächengewässer gelangen und dort zu einem Nährstoffüberschuss führen. Hieraus resultiert ein vermehrter Algenwuchs und im negativsten Fall ist es möglich, dass das Gewässer kippt. Neben dem grundlegenden Verhindern von Erosionen bietet auch der Einsatz von Gärrest den schon zuvor erwähnten Vorteil der besseren Pflanzenverfügbarkeit und der guten Bodenaufnahme von Nährstoffen. Durch das schnelle Einsinken in den Boden wird die Verfrachtung von Nährstoffen beim möglichen Erosionsereignissen vermindert (Eder et al. 2012).

3.4.1.4 Fruchtfolge

Unter den NawaRo-Pflanzen erzielt Silomais nach wie vor die höchsten Methanerträge pro Hektar bei einem vergleichsweise moderaten Mitteleinsatz. Dies hat dazu geführt, dass in der letzten Dekade in einigen Regionen die Anbaukonzentration für Silomais noch weiter angewachsen ist, was zur Wahrnehmung einer „Vermaisung der Landschaft“ geführt hat. Abbildung 3 zeigt die räumliche Verteilung des Flächendrucks auf landwirtschaftliche Nutzflächen in Deutschland, der durch Großvieheinheiten und den Substratbedarf von Biogasanlagen induziert wird. V.a. im Norden und im Südosten von Deutschland ist die Gefahr eines hohen Maisbesatzes in landwirtschaftlichen Flächen zur Milchviehfütterung und Biogasanlagen zu konstatieren.

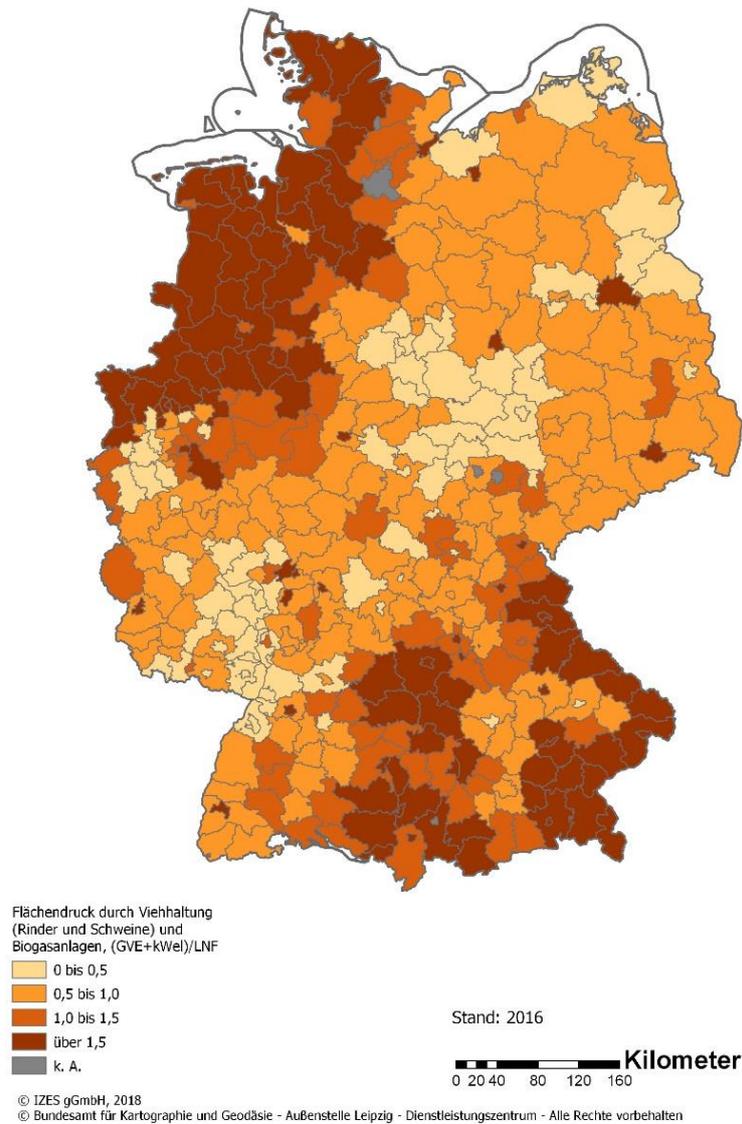


Abbildung 3: Räumliche Verteilung des Flächendrucks auf landwirtschaftliche Nutzfläche in Deutschland (BNetzA 2015; Destatis 2016, eigene Darstellung)

Neben dem hohen Ertrag von Mais hat in den Gebieten mit hohem Flächendruck seine gute Selbstverträglichkeit zu einer raschen Verbreitung monotoner Maisfelder beigetragen. Der Mais kann jedoch in Ackerbauregionen in denen vor allem Weizen und

Raps dominieren zur Entlastung der Fruchtfolge beitragen und die Erträge des Standortes stabilisieren (Karpenstein-Machan und Weber, 2010).

Vor dem Hintergrund der Wetterextremereignisse und der Änderungen der Temperatur, der Niederschlagsmenge und jährlichen Niederschlagsverteilung muss die Landwirtschaft jedoch die Fruchtfolgen neu denken (Eder et al. 2012). Hier können Biogassubstrate evtl. eine Bereicherung darstellen (Schäfer 2019).

3.4.2 Landnutzung (ohne THG-Reduktion)

3.4.2.1 Biodiversität & Grünlandschutz

Mit Bezug auf die Biogasproduktion wird regelmäßig von einem Rückgang der Biodiversität gesprochen. Dies ist jedoch nicht zwangsläufig der Fall, denn auch der Anbau von Biomasse kann wie im vorherigen Kapitel beschrieben zur Erhaltung von Biodiversität bei (vgl. auch (FNR 2013a). Das Spektrum der für die Biogasproduktion einsetzbaren Pflanzen ist dabei breiter, als derzeit auf Grund ökonomischer Zwänge genutzt (FNR 2013a). Ökosystemdienstleistungen stellen dabei den Zusammenhang zwischen den ökologischen Leistungen für das menschliche Wohlergehen her, um somit die Wirkung des menschlichen Handelns auf das Ökosystem zu verdeutlichen (Bouwma et al. 2018).

Besonders deutlich werden diese Effekte bei der Herstellung der Substrate, dem Produktionsverfahren und der Nutzung der Reststoffe (Gärreste). Die Wirkungen können jeweils positive aber auch negative Einflüsse auf die Ökosystemdienstleistungen haben. Die Ausprägung der Wirkung hängt stets von der Handhabung ab und häufig können fehlerhaftes Handling von Substraten, Gärresten sowie Produktionsfehler bei der Herstellung von Biogas zu negativen Auswirkungen führen. Bei einer Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsregeln treten die positiven Wirkungen der Biogasnutzung deutlicher hervor.

3.4.2.2 Tourismus & Erholung

Für viele Regionen in Deutschland spielt das Landschaftsbild eine sehr wichtige Rolle im Tourismus sowie im Erholungsbereich. Prägend für einige dieser Regionen ist die Tierhaltung und die damit verbundene Nutzung des Aufwuchses. Über die Jahre entstanden dadurch Kulturlandschaften, die durch den Rückgang der Viehhaltung verdrängt werden. Als Beispiele sind die Verbuschung oder der Verlust von Magerwiesen zu nennen. Hier existiert bezüglich des Erholungsfaktors auch zu Teilen ein wirtschaftliches Interesse aus dem Bereich des Tourismus. Zwar werden in manchen Regionen schon die Flächen durch einfaches Mulchen bearbeitet, was aber zur Folge hat, dass oftmals der Aufwuchs auf der Fläche bleibt und nicht weiter genutzt wird. Für Regionen, die durch Magerwiesen geprägt sind, stellt dies kein praktikables Konzept dar, weil es zu einer Nährstoffanreicherung kommt und damit die typischen Pflanzen und

damit auch die typischen Tiere verdrängt werden. Je nach Gebiet stellen die Ernte bzw. das Einsammeln des Aufwuchses technische Herausforderungen dar, die aber vielerorts schon unter anderer Fragestellung gelöst wurden.

Mittels der Nutzung von Grasaufwuchs können für die Erholung Landschaftsbilder erhalten und zugleich der Aufwuchs höherwertig genutzt werden. Auf Grund des geringeren Energieertrags als Mais und dem technisch höheren Aufwand gilt es die dem Tourismus dienlichen Leistungen gegen zu finanzieren. Gleiches gilt auch für Kommunen, die für ihre Bürger Gebiete zur Erholung erhalten möchten.

Neben den genannten positiven Einflüssen von z.B. Blühwiesen auf die Biodiversität und die Nutzung der entsprechenden Mahd in Biogasanlagen, stellen diese auch einen Mehrwert für Erholungsgebiete dar. Insbesondere die Blühwiesen mit Ihren Insekten wirken auf Spaziergänger und Touristen anziehend.

Hieraus ergeben sich Überschneidungen von Naturschutz, Imkerei und Tourismus bzw. Kommunen.

3.4.3 Verwertung & Entsorgung

3.4.3.1 Bioabfall

Das EEG trägt im öffentlich-rechtlich organisierten Entsorgungssektor maßgeblich dazu bei, das gemäß § 8 Abs. 1 KrWG geforderte Hochwertigkeitsgebot¹⁰ z.B. für den Bereich der Bioabfälle im Zusammenhang mit einer stofflich / energetischen Verwertung auf der Basis von Biogasanlagen mit einem signifikanten THG-Minderungspotenzial umzusetzen. Das EEG entlastet dabei den Gebührenhaushalt der öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger über den ansonsten die Umsetzung höherwertiger Verwertungsoptionen finanziert werden müsste (Abfallgebühr). Die Bioabfallbehandlungskosten bei Einsatz einer Vergärungsanlage werden z.B. durch die energiewirtschaftlichen Vergütungen in diesem Zusammenhang um ca. 35 €/Tonne¹¹ reduziert, so dass sie konkurrenzfähig werden zu den bislang günstigeren Kompostierungskosten.

Relevant im Hinblick auf den Biogaspfad sind im Bereich der Bioabfälle u.a. das über die Biotonne separat erfasste Biogut sowie die krautigen Anteile des Grüngutes. Hier sehen (Wiemer et al. 2018) hinsichtlich der Umsetzung einer hochwertigen Verwertung im Sinne von § 8 Abs. 1 KrWG als Bestandteil einer Prioritätenliste u.a. die „Mehrfachnutzung bestehend aus Vergärung und aerobe Nachbehandlung“ (für Biogut) sowie für den „vergärbaren saftenden Teil“ (des Grüngutes) die „Kombination aus Vergärung und Nachrotte bei hohen energetischen Wirkungsgraden“. Vergleichende Berechnungen von Kompostierung und der kombinierten energetischen und stofflichen Nutzung

¹⁰ Danach ist die Verwertungsmaßnahme umzusetzen, welche die beste Option zum Schutz für Mensch und Umwelt darstellt.

¹¹ Ansatz für Biogut: 100 Nm³/t; 5,9 kWh/Nm³; el. Wirkungsgrad: 40 %; Vergütung: 14,88 cent/kWh

(Vergärung in Biogasanlagen mit anschließender Kompostierung) von Bioabfällen zeigen dabei, dass die kombinierte Nutzung sowohl aus Klimaschutzgründen, als auch hinsichtlich des Energieaufwandes vorteilhaft ist und als Verwertungsoption deutlich positiver ausfällt als die der alleinigen Kompostierung (Vogt et al. 2008; Knappe et al. 2012; Wiemer et al. 2018).

In Biogasanlagen werden Bioabfälle sowohl stofflich als auch energetisch verwertet und tragen somit signifikant zu einer Minderung von Treibhausgasen bei. In der Vergangenheit wurden verschiedene gesetzliche Maßnahmen ergriffen, um dieses Potenzial zu stärken. Zum einen wurde die Nutzung dieser Stoffe durch das EEG besonders gefördert und zum anderen für Biogut auf der Basis von § 11 KrWG abfallrechtlich eine Verpflichtung zur getrennten Sammlung eingeführt.

Das EEG hat in diesem Zusammenhang zwar bereits Impulse im Sinne eines Ausbaus der anaeroben Vorbehandlung gesetzt, bislang werden jedoch nur ca. 25 % des erfassten Biogutes in einer anaeroben Stufe behandelt (Kern et al. 2018). Wird zudem davon ausgegangen, dass signifikante Anteile der Bioabfälle bzw. des Biogutes noch als Restmüll entsorgt werden, kann dem Biogassektor im Abfallbereich noch ein vergleichsweise großes Ausbaupotenzial zugesprochen werden.

3.4.3.2 Wirtschaftsdünger

Biogasanlagen stellen mit dem anfallenden Gärrest ein wichtiges Glied im Nährstoffkreislauf dar (Auburger 2016). Insbesondere Betriebe, die keinen direkten Zugang zu Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung haben ist die Nutzung von Gärsubstraten eine wichtige Alternative zu Mineraldünger. Dabei handelt es sich beim Gärprodukt um ein Naturprodukt, das hinsichtlich der Inhaltsstoffe nicht einheitlich ist und ohne entsprechende Erfahrungen nicht analog zu konventionellem Mineraldünger im landwirtschaftlichen Bereich eingesetzt werden kann. Biobetriebe, die auf Mineraldünger verzichten und keine Tierhaltung haben, nutzen heute schon die Wirtschaftsdünger von eigenen Biogasanlagen. Des Weiteren bieten Biogasanlagen zugleich Lagerkapazitäten für Wirtschaftsdünger aus der Tierhaltung.

3.4.4 Treibhausgasreduktion (nicht-energetisch)

Die Nutzung von Biomasse zur Gewinnung von Energie hat direkte positive Auswirkungen für das Klima, wenn dadurch fossile Energieträger verdrängt werden, die in der Regel höhere spezifische Treibhausgasemissionen über ihren Lebenszyklus aufweisen. Bei einer solchen Lebenszyklusanalyse werden alle Emissionen, die über den Lebensweg der Biomasse entstehen, ausgenommen der direkten Emissionen bei der finalen Nutzung (die direkten Emissionen entsprechen der in der Biomasse photosynthetisch gebundenen CO₂-Menge), zusammengerechnet und auf eine funktionale Einheit allokiert (hier 1 kWh). In dieser Vorkette gibt es je nach Einsatzstoff eine Reihe

von besonders sensitiven Einflussgrößen. Das sind bei Anbaubiomassen vor allem die Aufwendungen für Stickstoffdüngemittel und Treibstoffe für Bodenbearbeitung, Ernte und Logistik. In der vorliegenden Untersuchung wurden dazu Standardwerte für heute übliche Prozessketten herangezogen (vgl. Unterkapitel 6.3). Bei effektiven Klimaschutzmaßnahmen ist davon auszugehen, dass zukünftig auch in den Vorketten spezifisch geringere Emissionen zu erwarten sind. Es ist heute aber noch unsicher in welchem Umfang z.B. Kraftstoffe oder auch Düngemittel auf der Basis erneuerbarer Energien eingesetzt werden und diese zu einer Reduktion der indirekten Emissionen in den Vorketten beitragen können.

In Bezug auf die Nutzung von landwirtschaftlichen Wirtschaftsdüngern (Gülle und Mist) ist zu bedenken, dass diese bei einer konventionellen (d.h. offenen) Lagerung sowie bei einer konventionellen Ausbringung diffuse Methan- und Lachgasemissionen abgeben. Da Methan eine 23-fach höhere Klimawirksamkeit (Global Warming Potential - GWP) und Lachgas ein GWP von 265 besitzen, haben selbst geringe Emissionen dieser beiden Klimagase einen großen Effekt auf die THG-Bilanz. In beiden Fällen wird bei der Verwertung der Reststoffe über den Biogasprozess sichergestellt, dass die Reststoffe die längste Zeit in einem gasdichten Raum verweilen (Fermenter) und so die Emissionen deutlich reduziert werden können, wenngleich das System Biogasanlage nicht hermetisch dicht ist und in geringem Umfang Leckagen und Schlupf über das BHKW zu berücksichtigen sind.

Um im Landwirtschaftssektor die benannten THG-Emissionen, die sich anderweitig nur schwer reduzieren lassen zu adressieren, ist somit zukünftig eine gasdichte Lagerung zu empfehlen. Eine anschließende energetische Nutzung der zwangsläufig entstehenden Faulgase im Sinne einer Biogasanlage ist somit nur noch ein kleiner Schritt.

Weiterhin ist hier zu erwähnen, dass sich durch die gasdichte Lagerung und Verwertung von flüssigen und festen tierischen Exkrementen die Ammoniakemissionen signifikant reduzieren lassen. Das hat zum einen den Effekt, dass über die Prozesskette die Stickstoffverluste vermindert werden und im landwirtschaftlichen Stoffkreislauf mineralische Stickstoffdüngemittel eingespart werden können, wodurch indirekt Emissionen vermieden werden. Zum anderen ist Ammoniak eine mögliche Vorläufersubstanz für die atmosphärische Lachgasbildung und damit ein so genanntes indirektes Klimagas, so dass auch aus diesem Grund eine Reduktion der Ammoniakemissionen aus der Lagerung von Wirtschaftsdüngern positive Effekte auf die Treibhausgasbilanz der Landwirtschaft hat.

Die energiewirtschaftlichen Vergütungen des EEG reizen hier somit THG-Minderungsmaßnahmen an, die ansonsten über den Agrarsektor erbracht und finanziert werden müssten.

3.4.5 Zwischenfazit

In diesem Kapitel wurde gezeigt, dass Biogasanlagen Einfluss auf zahlreiche Wirkbereiche außerhalb des Energiesystems haben und insbesondere häufig im Zentrum naturwissenschaftlich-agronomischer Prozesse stehen. Insbesondere haben Art und Management des Substratanbaus entscheidende Effekte auf fast alle Wirkbereiche mit landwirtschaftlichem Bezug.

Im übergreifenden Wirkungsbereich *Boden* haben Art und Management des Substratanbaus entscheidende Effekte auf die Bereiche Nährstoffmanagement. Hier haben Düngung und Pflanzenschutz Einfluss auf den Gewässerschutz und können durch eine alternative Substratwahl für Biogasanlagen positiv beeinflusst werden. Im Bereich Gärrestenutzung stellen Biogasanlagen insbesondere in Regionen mit geringer Viehdichte eine Möglichkeit der Nährstoffergänzung dar, wenn auf Mineraldünger verzichtet werden soll. Durch ein geordnetes Nährstoffmanagement von Gärresten in Verbindung mit einem regionalen Ausgleich des anfallenden Wirtschaftsdüngers können Biogasanlagen zur Erfüllung der europäischen Nitratrichtlinie beitragen.

Die Ausgestaltung des Energiepflanzenanbaus hat Auswirkungen auf eine Reihe von Wirkbereichen. Zunächst kann sie zum Erosionsschutz beitragen. Im Wirkungsbereich Fruchtfolge hat der Fokus auf Silomais das Spektrum der Anbaukulturen in einigen Regionen eingeschränkt und in anderen (bei Dominanz von Weizen und Raps) erhöht. Generell kann Silomais unter bestimmten Voraussetzungen ohne ökonomische Einbußen auch durch Blümmischungen, Zuckerrüben, und mehrjährige Pflanzen wie Ackergräser ersetzt werden.

Auch der gesamte übergreifende Wirkungsbereich *Landnutzung und Ökosystemleistung* ist unmittelbar von der Ausgestaltung des Energiepflanzenanbaus betroffen. Hier würde sich ein erweitertes Spektrum an Energiepflanzen im Wirkungsbereich Biodiversität und Grünlandschutz positiv auf Artenvielfalt sowie auf Ökosystemleistungen auswirken. Letztere betreffen auch zuvor genannte Wirkbereiche, wie Nährstoffmanagement und Gewässerschutz aber auch Luftreinhaltung. Im Wirkungsbereich Tourismus und Erholung können Synergien aus Naturschutz, Imkerei, Tourismus und Biogasanlagen erzeugt werden.

Im *Entsorgungssektor* können energiewirtschaftlich unterstützte Biogasanlagen zur hochwertigen Verwertung gemäß § 8 Abs. 1 KrWG beitragen (Vergärung mit anschließender Kompostierung). Das öffentlich-rechtliche Gebührensystem wird dabei entlastet, indem die EEG-Vergütungen kostenintensivere Vergärungs-/Kompostierungssys-

teme konkurrenzfähig zu reinen Kompostierungsanlagen machen. Dies betrifft vor allem krautige organische Abfälle aus Kommunen (Grüngut) und Biogut aus privaten Haushalten, wodurch die THG-Emissionen verringert werden.

Im Wirkungsbereich *Wirtschaftsdünger* sind Biogasanlagen mit der Gärrestproduktion der Lieferant einer biologischen Alternative zu Mineraldünger, was in mehrfacher Hinsicht vorteilhaft ist. Neben der Möglichkeit der Düngung für den Ökolandbau sowie des Nährstoff-Bezugs für landwirtschaftliche Betriebe ohne Viehhaltung kann die Wirtschaftsdüngerproduktion auch für die Ressourcenpolitik genutzt werden: da es sich hier um ein biologisches Recyclingsystem u.a. für Phosphor handelt, könnten Biogasanlagen gezielt für die Substitution von Phosphorimporten – und damit Mineraldüngerimporten – genutzt werden.

Im Wirkungsbereich *nicht-energetische Treibhausgasreduktion* schließlich können die Emissionen der Vorkette von Biogasanlagen gesenkt werden, indem bei Anbaubiomasse Methoden zum Einsatz kommen, die weniger Stickstoffdünger- und Treibstoffinsatz verlangen. Weiterhin können Methan- und Lachgasemissionen (sowie Ammoniakemissionen) von Wirtschaftsdünger in der Lagerung und der Ausbringung gesenkt werden.

3.5 Biogasanlagen in der volkswirtschaftlichen Systematik: Grundlagen und sektorale Finanzierungsinstrumente

3.5.1 Systematisierung der volkswirtschaftlichen Effekte

Die volkswirtschaftlichen Effekte der Biogasnutzung im Energiesystem und in den agronomischen Wirkungsbereichen (Abschnitt 3.4) lassen sich anhand der Kosten- und Nutzenwirkungen systematisieren, die auf verschiedenen Ebenen des Wirtschaftssystems anfallen. Nach Breitschopf et al. (2010) lassen sich drei Wirkungskategorien unterscheiden, die mit dem Ausbau erneuerbarer Energien verbunden sind: Wirkungen auf der Systemebene, Verteilungswirkungen und makroökonomische Wirkungen (siehe auch Lutz und Breitschopf (2016); Resch et al. (2016)).

Übertragen auf den Fall der Biogasnutzung umfassen *Wirkungen auf der Systemebene* Veränderungen in Nutzen und Kosten, die sich in einem bestimmten System durch den Einsatz von Biogas im Vergleich zu einem Referenzsystem mit alternativen Technologien ergeben. Dort, wo die Energienutzung im Vordergrund steht, sind das die in Abschnitt 3.3 genannten Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr, auch Sektorenkopplung). Darüber hinaus hat Biogas relevante Wirkungen in den in Abschnitt 3.4 dargestellten naturwissenschaftlich-agronomischen Wirkungsbereichen Boden, Landnutzung und Biodiversität, Verwertung und Entsorgung sowie nicht-energetische THG-Reduktion. Dabei sind sowohl Auswirkungen auf private Nutzen und Kosten (etwa Strom-

und Wärmeerzeugungskosten, privat getragene Entsorgungskosten, Düngemittelkosten) als auch externe Nutzen- und Kostenkategorien (wie etwa Umweltkosten, die mit Treibhausgas- und anderen Schadstoffemissionen verbunden sind, oder Umweltnutzen von Ökosystemleistungen) zu berücksichtigen.

Verteilungswirkungen ergeben sich auf der Ebene einzelner Wirtschaftsakteure bzw. Akteursgruppen, wenn die Biogasnutzung bzw. Politikmaßnahmen zu deren Förderung Belastungs- oder Entlastungswirkungen entfalten. Diese können sich direkt aus staatlichen Abgaben und Umlagen bzw. erhaltenen Förderleistungen ergeben, aber auch aus Preisänderungen auf relevanten Märkten. Beispiele hierfür sind die Belastung von nichtprivilegierten Stromverbrauchern mit der EEG-Umlage, die Schaffung zusätzlicher Einkommensmöglichkeiten für bestimmte Akteure (wie z. B. Landwirte) im Zuge der Biogasförderung sowie Änderungen in Kosten und Erlösen von Landeigentümern und Pächtern, die sich aus Auswirkungen der Biogasnutzung auf Pachtpreise ergeben.

Makroökonomische Wirkungen umfassen sektorale oder gesamtwirtschaftliche Auswirkungen auf Indikatoren wie Beschäftigung, Wirtschaftswachstum oder Handelsbilanzsalden. Zudem sind Auswirkungen auf die Wertschöpfung relevant. Als Bruttowertschöpfung wird die Differenz von Produktionswerten und Vorleistungen bezeichnet. Einkommensseitig lässt sich Wertschöpfung zudem als Summe der Nettogewinne von Unternehmen, Nettoeinkommen von Beschäftigten und staatlichen Einnahmen aus der Besteuerung von (Brutto-)Einkommen und Gewinnen berechnen (Hirschl et al. 2015). Erfasst werden üblicherweise makroökonomische Wirkungen, die entlang der gesamten Wertschöpfungskette von EE-Technologien entstehen; je nach Aggregations- und Regionalisierungsgrad von Studien lassen sich z. T. auch Aussagen speziell zu Wirkungen im ländlichen Raum ableiten. Wichtig ist die Unterscheidung zwischen makroökonomischen Brutto- und Nettoeffekten (Breitschopf et al. 2010; Breitschopf und Held 2014): Bruttoeffekte bilden positive, sektorale Effekte der Nutzung von Biogas ab, wie etwa den Umfang von Investitionen oder die Zahl von Beschäftigten in der Biogasbranche. Nettoeffekte hingegen bilden positive und negative Auswirkungen der Biogasnutzung in der Gesamtwirtschaft ab und beziehen eventuelle Investitions-, Umsatz- und Beschäftigungsrückgänge bei anderen Energieerzeugungstechnologien oder alternativen landwirtschaftlichen Produktionstätigkeiten mit ein. Auch induzierte makroökonomische Effekte sind hier relevant, wie etwa eine Dämpfung der gesamtwirtschaftlichen Konsumnachfrage aufgrund höherer Energiepreise (Lutz und Breitschopf 2016). Analysen der Nettoeffekte setzen einen Vergleich unterschiedlicher Ausbauszenarien voraus.

Im Folgenden sollen zunächst die gebräuchlichsten Methoden zur Analyse von makroökonomischen Effekten knapp dargestellt und diskutiert werden, gefolgt von Metho-

den zur Bewertung systemischer Wirkungen. Verteilungswirkungen der Biogasnutzung stellen keine volkswirtschaftliche Nutzenwirkung im eigentlichen Sinne dar – ein Anstieg der Pachtpreise etwa würde von Landeigentümern positiv bewertet, von Landpächtern hingegen negativ. Sie stehen daher nicht im Fokus des Methodenreviews. Pachtpreisveränderungen haben jedoch wichtige Implikationen für den Strukturwandel in der Landwirtschaft haben, welcher wiederum auf systemische und makroökonomische Effekte zurückwirkt.

3.5.2 Methoden zur Analyse makroökonomischer Effekte

Biogasnutzung kann Nutzenwirkungen und Kosten generieren und entsprechende Produkte herstellen, die zum einen hauptsächlich dem Energiebereich (Strom, Wärme, Kraftstoffe) und zum anderen dem agronomischen Bereich (z. B. Dünger) zuzurechnen sind (vgl. Abschnitte 3.3 und 3.4). Infolge der ursprünglichen Förderidee des EEG, die Nutzung bzw. Erzeugung erneuerbarer Energien zu stimulieren, hat sich insbesondere die Untersuchung makroökonomischer Effekte des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) zu einem wichtigen Forschungsgegenstand entwickelt. Auswirkungen auf nationale sowie regionale Beschäftigung und Wertschöpfung gelten als wichtige Indikatoren für politische Entscheidungsträger. Methoden zu ihrer Erfassung lassen sich laut (Breitschopf et al. 2012; Breitschopf und Held 2014) danach unterscheiden, ob

- i) direkte Brutto-Effekte im Fokus stehen, d. h. positive Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte, die direkt mit dem Ausbau von EE-Kapazitäten und dem Anlagenbetrieb verbunden sind;
- ii) auch indirekte Brutto-Effekte einbezogen werden, d. h. positive Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte in vorgelagerten Branchen (z. B. der Zulieferindustrie zum Anlagenbau, landwirtschaftliche Lohnunternehmer, Landwirte als Lieferanten von Substraten), die in der Regel nicht allein auf die Belieferung der EE-Industrie spezialisiert sind;
- iii) Netto-Effekte berechnet werden, die neben den positiven Effekten des EE-Ausbaus direkte (negative) Auswirkungen auf Beschäftigung und Wertschöpfung im Bereich der konventionellen Energieerzeugung berücksichtigen, sowie indirekte Effekte auf vorgelagerte Industriezweige der konventionellen Energieerzeugung und induzierte Effekte, die sich in verschiedenen Wirtschaftsbereichen z. B. aus Änderungen von Energiepreisen und Einkommen ergeben.

3.5.2.1 Analyse von direkten Brutto-Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten

Direkte Brutto-Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte des EE-Ausbaus werden insbesondere durch Investitionen und Aufwendungen in den Bereichen Produktion,

Planung und Installation von Anlagen sowie Anlagenbetrieb, Wartung und Biomassebereitstellung beeinflusst (Aretz et al. 2013; Lehr et al. 2015). Relevant ist dabei die im Inland wirksame Nachfrage, d. h. der Umsatz mit Anlagen, Komponenten und Energieträgern, der Exporte einschließt, nicht aber entsprechende Importe (Lehr et al. 2015). Zudem sind Aufwendungen für Forschung und Entwicklung wertschöpfungs- und beschäftigungswirksam.

Direkte Effekte können auf nationaler oder regionaler Ebene ermittelt werden, indem Arbeitseinsatz und Umsätze entlang von EE-Wertschöpfungsketten analysiert werden. Dies kann mittels empirischer Erhebungen geschehen oder, sofern verfügbar, anhand vorhandener statistischer Daten zu Wirtschaftszweigen, die sich verschiedenen Wertschöpfungsschritten zuteilen lassen (Breitschopf et al. 2012). Im WEBEE-Modell des IÖW (Aretz et al. 2013; Hirschl et al. 2015) etwa werden anhand von Investitions- und Betriebskosten einzelner Wertschöpfungsschritte die Umsätze in Wertschöpfungsstufen berechnet. Durch die Bildung von wirtschaftszweigspezifischen Quotienten aus Beschäftigten und Umsatz und deren Multiplikation mit den jeweiligen Umsätzen in Wertschöpfungsstufen erfolgt die Ermittlung von Beschäftigungseffekten. Zur Analyse von Wertschöpfungseffekten werden wirtschaftszweigspezifische Daten zu durchschnittlichen Bruttojahreseinkommen und branchenspezifischer Umsatzrentabilität genutzt, um Löhne und Gehälter und Gewinne von Unternehmen zu berechnen. Zudem werden Steuern und Abgaben auf Einkommen und Gewinne berechnet, um Steuereinnahmen sowie Angaben zu Netto-Einkommen und Netto-Gewinnen abzuleiten. Die differenzierte Betrachtung von Steuern und Abgaben auf Bund-, Länder- und kommunaler Ebene ermöglicht dabei eine Analyse von Wertschöpfungseffekten auf unterschiedlichen föderalen Ebenen (Aretz et al. 2013). Entscheidend ist mithin, inwiefern und für welche föderale Ebene(n) die dargestellten notwendigen statistischen Daten für den Sektor der Biogasnutzung zur Verfügung stehen. Studien, die eine Ermittlung der Wertschöpfung der Biogasnutzung auf Bundesland-Ebene verfolgen, zeigen, dass die Effekte hier nur mit sehr hohem Aufwand zu ermitteln sind (Carius et al. 2015, S. 120). Auf kleinerer Skala kann auch der von Hoffmann (2007) für die Ermittlung der Nettowertschöpfung gewählte Ansatz der direkten Erhebung notwendiger Daten von Anlagenbetreibern und weiteren Akteuren der Biogas-Wertschöpfungskette angewandt werden (s. hierzu auch Abschnitt 3.5.2.3). Auch ein solches Verfahren ist jedoch mit hohem Erhebungsaufwand verbunden. Zudem kann einer direkten Datenermittlung auch die Wahrung von Geschäftsgeheimnissen entgegenstehen

3.5.2.2 Analyse von direkten und indirekten Brutto-Effekten

Zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Bedeutung von EE sind nicht nur direkte Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte entlang der EE-Wertschöpfungsketten relevant, sondern auch indirekte Effekte in vorlagerten Branchen, die Unternehmen der EE-Industrie mit Vorleistungen beliefern (und selbst wiederum mit Vorleistungen

beliefert werden). Um die indirekten Effekte des EE-Ausbaus erfassen zu können, müssen daher Verflechtungen zwischen den Wirtschaftszweigen einer Volkswirtschaft berücksichtigt werden (Breitschopf et al. 2012; Aretz et al. 2013; Hirschl et al. 2015). Hierfür bietet sich die *Brutto-Input-Output-Modellierung* an, mit deren Hilfe sich die Beschäftigung und Wertschöpfung in EE-Industrien sowie vorgelagerten Wirtschaftszweigen, die direkt oder indirekt an EE-Wertschöpfungsschritten beteiligt sind, erfassen lässt (Breitschopf et al. 2012). Als Teil der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnungen (VGR) weist die Input-Output-Rechnung des Statistischen Bundesamtes detaillierte Informationen zu Güterströmen in Produktionsprozessen, zur Güterverwendung und Einkommensentstehung aus (Destatis 2010), gegliedert nach aktuell 72 Produktionsbereichen (Destatis 2017). Zudem sind Angaben zu Erwerbstätigen und Arbeitnehmern in diesen Produktionsbereichen verfügbar. Herstellung, Betrieb und Wartung von EE-Anlagen werden bislang allerdings nicht als eigenständiger Produktionsbereich ausgewiesen. Lehr et al. (2011) und Lehr et al. (2015) fügen der für Deutschland jeweils aktuell verfügbaren Input-Output-Tabelle daher zusätzliche Produktionsbereiche hinzu, um Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte der EE zu bestimmen.¹²

Um die (in Geldeinheiten ausgedrückten) Güterströme zwischen den etablierten und zusätzlich eingeführten Produktionsbereichen abzubilden und Input-Output-Vektoren für Herstellung, Betrieb und Wartung von EE-Anlagen abzuleiten, sind dabei aufwendige empirische Erhebungen notwendig. Lehr et al. (2015) leiten aus einer umfangreichen Unternehmensbefragung und weiteren technisch-ökonomischen Informationen, etwa aus der Fachliteratur, durchschnittliche Kostenstrukturen für elf verschiedene EE-Technologien ab. Erhoben werden beispielsweise der Anteil inländischer Vorleistungen am Bruttoproduktionswert, der Anteil importierter Vorleistungen am Bruttoproduktionswert und der Anteil der in der EE-Branche selbst erzeugten Bruttowertschöpfung am Bruttoproduktionswert. Als Ausgangspunkt für die Analyse von Umsätzen mit der Herstellung von Anlagen und Komponenten werden Daten zu Investitionen in EE-Anlagen benötigt. Des Weiteren werden Daten zur Bereitstellung von Kraftstoffen und Biomassebrennstoffen erhoben. Auch für den Produktionsbereich Betrieb und Wartung von EE-Anlagen werden auf Basis empirischer Erhebungen Kostenstrukturen analysiert und Input-Output-Vektoren abgeleitet. Zudem wird erhoben, in welcher Höhe öffentliche Mittel für Demonstrations- und Forschungsprojekte sowie für die Öffentlichkeitsarbeit zur Verfügung gestellt wurden. Aus den Ergebnissen zu Umsätzen inländischer Anlagenhersteller, Betriebs- und Wartungskosten sowie öffentlichen Mitteln kann im Rahmen der Input-Output-Modellierung mithilfe der geschätzten Input-

¹² Aretz et al. (2013) und Hirschl et al. (2015) verfolgen einen anderen Ansatz und speisen die im WEBEE-Modell ermittelte Vorleistungsnachfrage der direkt an EE-Wertschöpfungsketten beteiligten Unternehmen als Nachfrageimpuls in ein Input-Output-Modell ein. Vorleistungslieferanten „erster Ebene“ werden den bestehenden Produktionsbereichen der Input-Output-Rechnung des Statistischen Bundesamtes zugeordnet. Vorleistungslieferungen, welche diese wiederum aus vorgelagerten Branchen erhalten, werden anhand der etablierten Verflechtungen der Wirtschaftszweige ermittelt.

Output-Vektoren die direkte und indirekte Bruttobeschäftigung in EE-Technologiebranchen abgeleitet werden.

3.5.2.3 Analyse von direkten, indirekten und induzierten Netto-Effekten

Zur Analyse von Nettoeffekten kann die *Netto-Input-Output-Modellierung* eingesetzt werden, die in einem statischen Modell Verflechtungen der Wirtschaftszweige anhand von fixen Koeffizienten abbildet (Breitschopf et al. 2012). Wie in der Brutto-Input-Output-Modellierung werden direkte und indirekte, d. h. vorgelagerte Industrien betreffende, Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte, die sich aus Investitionen und Betrieb von EE-Anlagen ergeben, berücksichtigt. Diesen werden jedoch (negative) Beschäftigungswirkungen gegenübergestellt, die sich aus einem Rückgang bei Investitionen und Betriebsausgaben bei der konventionellen Energieindustrie sowie vorgelagerten Industriezweigen ergeben. Außerdem werden induzierte Effekte berücksichtigt, die sich aus Veränderungen des Haushaltseinkommens und der Energiepreise ergeben und die allgemeine Nachfrage nach Gütern und Dienstleistungen beeinflussen. Netto-Effekte ergeben sich aus dem Vergleich zweier Szenarien: einem Szenario mit politikgetriebenem EE-Ausbau und einem Szenario ohne Förderung von EE (Without-Szenario), in dem nur konventionelle und ggf. am Markt wettbewerbsfähige EE-Technologien zum Einsatz kommen (Breitschopf et al. 2012). Hoffmann (2007) schlägt für die Ermittlung potenzieller regionaler Netto-Wertschöpfungseffekte von Anlagen zur energetischen Biomassenutzung ein befragungsbasiertes Verfahren vor. Mithilfe von Fragebögen sollen von Anlagenbetreibern und Akteuren der Vorketten Daten zu etwa den Investitionskosten, Alternativinvestitionen oder dem regionalen Anteil der Investitionen ermittelt werden. Entsprechend aufwendig ist ein solches Verfahren in der Praxis. Durch die Verschneidung mit regionalen Potenzialen für die nutzbare Bioenergie können so Wertschöpfungspotenziale einer Region durch Bioenergie ermittelt werden. Es handelt sich also im Gegensatz zu anderen Wertschöpfungsstudien nicht um einen Ansatz zur Ermittlung tatsächlicher Netto-Wertschöpfung, sondern um eine Potenzialanalyse bei optimierter Nutzung von Bioenergie zur Generierung regionaler Wertschöpfung.

Während eine statische Input-Output-Modellierung primär für gegenwartsbezogene Analysen eingesetzt werden kann, eignet sich eine umfassendere *ökonomische Modellierung* auch für die Untersuchung zukünftiger Entwicklungen (Breitschopf et al. 2012). Hierunter sind komplexe dynamische Modelle zu verstehen, die bei der Abbildung des ökonomischen Verhaltens von Haushalten und Industrien Feedbackschleifen, Multiplikator- und Beschleunigungseffekte berücksichtigen. Anders als bei einer statischen Netto-Input-Output-Modellierung mit fixen Verflechtungen zwischen den Wirtschaftszweigen basiert etwa das Modell „PANTA RHEI“, das von Lehr et al. (2011) und Lehr et al. (2015) für die Analyse von Netto-Beschäftigungseffekten verwendet

wird, auf einem evolutorisches, ökonomischen Input-Output-Modell, welches strukturelle Veränderungen der Wirtschaft im Zeitablauf und technischen Fortschritt abbildet. Das Modell umfasst eine detaillierte Modellierung der Produktionsbereiche der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, inklusive der Verflechtungen zwischen Industrien, der Einkommensentstehung und -verteilung, staatlicher Umverteilung und der Einkommensverwendung für Güter und Dienstleistungen. Als weitere Modellbereiche werden Energieverbrauch und Energieträgerpreise, Luftschadstoffemissionen sowie Verkehr und Wohnen erfasst. Als Datengrundlagen dienen die amtliche Statistik, Energiebilanzen sowie ökonomisch geschätzte Verhaltensparameter. Der Ansatz erlaubt, die Wirkung von Maßnahmen etwa zur EE-Förderung auf die verschiedenen Modellvariablen zu untersuchen, wobei das Modell unter Berücksichtigung von Kreislauf-, Mengen-Preis- und Lohn-Preis-Interdependenzen simultan und mit hohem Endogenisierungsgrad gelöst wird (Lehr et al. 2015). Um die Netto-Effekte des EE-Ausbaus zu ermitteln, findet auch bei diesem Ansatz ein Vergleich verschiedener simulierter Szenarien statt.

3.5.2.4 Bewertung von Beschäftigungs- und Wertschöpfungsanalysemethoden

Eine vergleichende Betrachtung der beschriebenen Methoden zeigt, dass die Angemessenheit unterschiedlicher Ansätze zur Analyse makroökonomischer Effekte stark von der zu beantwortenden Fragestellung abhängt (Breitschopf et al. 2012; Breitschopf et al. 2013). So erlaubt ein Fokus auf direkte Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte einen hohen Detailgrad der Analyse und, Daten zu den Standorten beteiligter Unternehmen und zur Energieträgerherkunft vorausgesetzt, eine vergleichsweise einfache Differenzierung nach kommunalen, regionalen oder nationalen Effekten (Heinbach et al. 2014). Verglichen mit komplexeren Methoden, die indirekte und induzierte Effekte berücksichtigen, kann mit einem niedrigeren Aggregationsgrad und damit einer detaillierteren Abbildung der Effekte in einzelnen EE-Wertschöpfungsketten gearbeitet werden (Böhmer et al. 2015).

Die Brutto-Input-Output-Analyse zeichnet hingegen durch die Berücksichtigung von Wirkungen in vorgelagerten Sektoren ein umfassenderes Bild von der wirtschaftlichen Bedeutung der EE-Technologien und wird von Breitschopf et al. (2013) für Studien der nationalen EE-Beschäftigungswirkungen empfohlen. Die Netto-Input-Output-Analyse erweitert das Bild durch die Berücksichtigung von Effekten im Bereich der konventionellen Energieerzeugung und deren vorgelagerten Branchen. Ein Nachteil von Input-Output-Analysen besteht allerdings in der Annahme fixer Koeffizienten zur Abbildung von Beziehungen zwischen verschiedenen Industrien und auch Handelsbeziehungen mit dem Ausland. Insbesondere bei innovativen Technologien ist davon auszugehen, dass Kosten- und Preiseffekte mittelfristig zur Veränderung von Substitutionsbeziehungen und Handelsströmen führen, weshalb die Input-Output-Modellierung eher für die Analyse gegenwarts- oder vergangenheitsbezogener Effekte geeignet ist denn für

die Ableitung von Aussagen über zukünftige Entwicklungen (Zeddies 2006; Breitschopf et al. 2012).

Für die Analyse alternativer Zukunftsszenarien erscheint die ökonomische Modellierung am besten geeignet, welche unter Kopplung von Energiesystem- und makroökonomischen Modellen die dynamischen Wirkungen verschiedener Feedbackschleifen berücksichtigt und u. a. auch die Berücksichtigung technischen Fortschritts (etwa über Kostensenkungen durch Lerneffekte) erlaubt (Zeddies 2006; Breitschopf et al. 2012). Allerdings ist dieser Ansatz auch durch die höchste Komplexität und Wissensintensität gekennzeichnet. Ergebnisse sind tendenziell stärker aggregiert (z. B. in Bezug auf die Differenzierung zwischen EE-Technologien) und sensibel gegenüber Annahmen hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung exogener Größen (z. B. Preise fossiler Energieträger) oder Entscheidungen hinsichtlich der Modellstruktur (z. B. Auswahl der berücksichtigten induzierten Effekte). Dies schränkt die Vergleichbarkeit entsprechender Studien ein (Lutz und Breitschopf 2016). Zudem kommt der Definition von Alternativszenarien eine große Bedeutung zu, etwa zum Umfang, in dem alternative Investitionen verdrängt werden und welche Produktionsprozesse mit welcher Arbeitsintensität alternativ stattfinden würden (Zeddies 2006). Beim landwirtschaftlichen Energiepflanzenanbau ist etwa davon auszugehen, dass Agrarflächen im Regelfall einer alternativen Nutzung zugeführt würden, was die Höhe der Nettoeffekte in diesem Bereich sehr unsicher macht (Nusser et al. 2007; Joint Research Centre 2015). Teilweise handelt es sich bei Flächen für den Energiepflanzenanbau auch um reaktivierte stillgelegte Flächen (Daniel 2007). Da auch die Flächenstilllegung jedoch häufig politischen Anreizen geschuldet war (insbesondere der Flächenstilllegungspolitik im Rahmen der Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) der EU) und mithin nicht ein reines Marktergebnis wäre, ist die Definition des Without-Szenarios hier nicht immer eindeutig (Balmann und Schaft 2008; EC 2014).

Auch im Vergleich von Netto- und Bruttomethoden ist festzuhalten, dass beide Ansätze ihre Berechtigung haben, da unterschiedliche Forschungsfragen adressiert werden (Breitschopf et al. 2012; Breitschopf et al. 2013). Um die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen einer EE-Förderpolitik zu bewerten, empfiehlt sich die Netto-Betrachtung. Wenn Klimaschutz und Beiträge zur Energieversorgungssicherheit als Ziele von EE-Politik im Vordergrund stehen, ist hier insbesondere von Bedeutung, ob gezeigt werden kann, dass durch die Politikmaßnahme keine negativen Auswirkungen auf beschäftigungs- und wirtschaftspolitische Ziele entstehen. Zudem kann ein Strukturwandel hin zu „grünen“ Wirtschaftszweigen politisch angestrebt werden. Vor diesem Hintergrund erweist sich eine Brutto-Betrachtung als aufschlussreich, welche detailliertere

Einblicke in Ausmaß und Struktur von Beschäftigung und Wertschöpfung entlang verschiedener EE-Wertschöpfungsketten bietet.

3.5.3 Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte der Biogasnutzung

Aktuelle Ergebnisse zu makroökonomischen Brutto-Effekten speziell der Biogas- bzw. Bioenergienutzung auf nationaler Ebene bieten Lehr et al. (2015) sowie Hirschl et al. (2015). Zentrale Ergebnisse werden im Folgenden kurz dargestellt, wobei die Vergleichbarkeit beider Studien aufgrund der unterschiedlichen methodischen Herangehensweise eingeschränkt ist (siehe Abschnitt 3.5.2). Zudem weisen Hirschl et al. (2015) Ergebnisse zur Beschäftigung in Vollzeitäquivalenten aus, während Lehr et al. (2015) Beschäftigtenzahlen angeben (letzteres folgt den Konventionen der volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung, die bei Beschäftigtenzahlen nicht zwischen Vollzeit-, Teilzeit- oder geringfügiger Beschäftigung unterscheidet (Edler und Blazejczak 2016)). Bei der Interpretation der Ergebnisse muss beachtet werden, dass im landwirtschaftlichen Bereich Beschäftigung durch den Betrieb von Biogasanlagen oft in Teilzeit erfolgt, ergänzend zu weiterer Beschäftigung im zugehörigen landwirtschaftlichen Betrieb (Guenther-Lübbers und Theuvsen 2015). Angesichts des voranschreitenden Strukturwandels im Agrarsektor kann die Biogasnutzung allerdings zum Erhalt von landwirtschaftlicher Beschäftigung beitragen.

Lehr et al. 2015 und Vorläuferstudien differenzieren im Bereich der Bioenergie zwischen Biogas, festbrennstoffbasierten Biomassekleinanlagen als Wärmetechnologie, Biomasse(heiz)kraftwerken sowie Biokraftstoffen. Tabelle 2 stellt die Entwicklung der per Input-Output-Analyse ermittelten direkten und indirekten Brutto-Beschäftigungseffekte von Investitionen, Wartung und Betrieb und Brennstoffbereitstellung im Bereich Biogas dar. Die Schätzung der Beschäftigungswirkung der Brennstoffbereitstellung wird anhand der Flächenentwicklung für den Energiepflanzenanbau im Biogasbereich vorgenommen.

Tabelle 2: Direkte und indirekte Brutto-Beschäftigungswirkungen der Biogasnutzung in Deutschland, 2007-2014

	Beschäftigung durch Investitionen (inkl. Export)	Beschäftigung durch Wartung und Betrieb	Beschäftigung durch Brennstoffbereitstellung	Beschäftigung durch Biogas gesamt	Beschäftigung durch Bioenergie insg.	Beschäftigung durch EE insg.**
2014 [a]	15.700	11.700*	20.900*	48.300	119.900	347.400
2013 [b]	17.200	11.800	20.200	49.200	126.400	363.100
2012 [b]	18.600	11.600	20.200	50.400	127.500	392.500
2010 [c]	15.900	7.100	12.100	35.100	122.000	359.900
2009 [d]	13.600	7.100	10.200	30.900	128.000	333.000
2008 [d]	10.900	6.200	10.100	27.200	121.600	317.200
2007 [d]	10.200	4.800	8.400	23.400	119.500	272.800

Anm.: Die Vergleichbarkeit zwischen Angaben für 2010 und frühere Jahre und Angaben seit 2012 ist aufgrund von Veränderungen in der Berechnungsgrundlage eingeschränkt.

*) 2015er Werte zum Biogas-Anlagenbetrieb und zur Brennstoffbereitstellung enthalten Angaben für stationäre Anlagen, die flüssige Biomasse einsetzen (als Vereinfachung, aufgrund der geringen quantitativen Bedeutung von Bestandsanlagen und der Abwesenheit von Neuinvestitionen in diesem Bereich).

**) Ohne Berücksichtigung des Bereichs öffentlich geförderte Forschung und Verwaltung

Quellen: [a] O'Sullivan et al. 2015; [b] Lehr et al. 2015; [c] O'Sullivan et al. 2011; [d] Lehr et al. 2011

Die Ergebnisse zeigen einen Anstieg der Beschäftigung bis 2012 auf 50.400 Beschäftigte (ob das Beschäftigungsmaximum im Jahr 2011 erreicht wurde und der anschließende Rückgang bereits 2012 eingesetzt hat, geht aus der Studie nicht hervor). Seither ist die investitionsgetriebene Beschäftigung deutlich zurückgegangen, wohingegen Beschäftigung in den Bereichen Wartung und Betrieb und Brennstoffbereitstellung relativ konstant geblieben sind. Rückläufige Investitionen in Neuanlagen lassen sich auf im EEG 2012, insbesondere aber im EEG 2014 vorgenommene Anpassungen der Vergütungssätze zurückzuführen, welche Ausbaureize deutlich abgeschwächt haben (Scheftelowitz et al. 2014; Thrän et al. 2014). Zudem hat der Anstieg des (allerdings volatilen) Agrarpreisniveaus die Attraktivität anderer Anbauoptionen im Vergleich zur Energiepflanzenproduktion erhöht (Gömann et al. 2013). Regionalspezifisch lassen sich zudem Marktsättigungstendenzen feststellen (Baur et al. 2016a). Der Rückgang wird abgeschwächt durch die an Bedeutung gewinnende Exportnachfrage – laut Unternehmensbefragung betrug der Exportanteil bei Biogasanlagen 2012 ca. 30% bei Herstellern und 11% bei Zulieferern, für 2013 wurde eine Steigerung auf 37%

bzw. 16% erwartet (Lehr et al. 2015). Zudem werden seit der EEG-Reform 2012 zunehmend Investitionen in die Flexibilisierung von Bestandsanlagen getätigt (siehe BNetzA 2018b, S. 202).

Gleichzeitig lässt sich auch bei der Gesamt-Beschäftigungswirkung der EE-Nutzung zwischen 2011/2012 und 2014 ein Rückgang beobachten, so dass der Anteil der Biogasnutzung an der Beschäftigung durch EE zwischen 2012 und 2014 relativ konstant blieb (Anstieg von 12,8% in 2012 auf 13,9% 2014, siehe Tab. 1); insbesondere bei der Solarenergie war die Anzahl von Arbeitsplätzen deutlich rückläufig (O'Sullivan et al. 2015). Den größten Beitrag zur Beschäftigung leistete 2014 die Onshore-Windenergie mit 130.500 Beschäftigten (O'Sullivan et al. 2015). Auch im Bioenergiebereich blieb der relative Anteil der Beschäftigung durch Biogasnutzung zwischen 2012 und 2014 nahezu konstant (39,5% 2012 bzw. 40,3% 2014, siehe Tabelle 2).

Hirschl et al. (2015) analysieren Biogas als eine der betrachteten Wertschöpfungsketten, weisen Ergebnisse zu Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten jedoch aggregiert für Bioenergie-Stromerzeugung, Bioenergie-Wärmeerzeugung und Bereitstellung von Holzbrennstoffen und Biokraftstoffen aus.¹³ Anders als bei Lehr et al. (2015) wird angenommen, dass die Brennstoffbereitstellung im Biogasbereich keine eigenständige Wertschöpfung oder Beschäftigungswirkung generiert, der Annahme folgend, dass der Energiepflanzenanbau alternative Landnutzungsformen verdrängt.¹⁴ Wie weiter oben erläutert, kann diese Annahme jedoch hinterfragt werden, da es sich bei den Flächen für den Biomasseanbau teilweise auch um reaktivierte Stilllegungsflächen handelt. Tabelle 3 fasst Ergebnisse zu direkten und indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten im Jahr 2012 zusammen. Insgesamt trug die gesamte Bioenergienutzung nach dieser Schätzung 2012 6,78 Mrd. € bzw. 22,7% zur Gesamtwertschöpfung durch EE bei. Der Anteil an Vollzeitbeschäftigten im EE-Sektor betrug 20,3% bzw. 67.864 Vollzeitäquivalente (im Vergleich zu 127.500 im Bioenergiebereich beschäftigten Personen bei Lehr et al. (2015), ein Anteil von 32,5% an der gesamten

¹³ Bioenergie-Strom- und Wärmeerzeugung umfasst hier Biogas, Holzheizkraftwerke, die stationäre Nutzung flüssiger Biomasse sowie holzbefeuerte Zentralheizungsanlagen.

¹⁴ Die Erschließung bislang nicht genutzter Reststoff- und Abfallpotenziale kann zusätzliche Wertschöpfungspotenziale bieten, aber regionale Unterschiede in der Verfügbarkeit und die Existenz etwaiger Nutzungskonkurrenzen machen eine genaue Betrachtung der fallspezifischen Rahmenbedingungen erforderlich (Hirschl et al. 2015).

dort ermittelten EE-Beschäftigung in 2012). Die höchsten direkten und indirekten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte werden für 2012 für die Photovoltaik ermittelt, gefolgt von der Windenergie (Hirschl et al. 2015).

Tabelle 3. Direkte und indirekte Brutto-Wertschöpfungs- und Beschäftigungswirkungen der Bioenergienutzung in Deutschland, 2012

	Bioenergie (Strom)	Bioenergie (Wärme)	Holzbrennstoffe	Biokraftstoffe	Summe Bioenergie	Summe EE insg.	Anteil Bioenergie an EE insg.
Gewinne nach Steuern (Mio. €)	1.050	143	661	661	2.515	9.038	27,8%
Nettoeinkommen durch Beschäftigung (Mio. €)	914	286	89	542	1831	9.281	19,7%
Steuern an Kommunen (Mio. €)	146	29	44	110	329	1.631	20,2%
Wertschöpfung kommunal (Mio. €)	2.110	457	794	1.312	4.673	19.950	23,4%
Steuern an die Länder (Mio. €)	198	45	123	136	502	2.067	24,3%
Wertschöpfung Länderebene (Mio. €)	2.308	502	917	1.448	5.175	22.017	23,5%
Steuern und sonst. Abgaben an den Bund (Mio. €)	759	184	191	469	1603	7.786	20,6%
Wertschöpfung gesamt (Mio. €)	3.067	686	1.108	1.917	6.778	29.803	22,7%
Vollzeitbeschäftigte (Vollzeit-äquivalente)	34.185	7.979	4.698	21.002	67.864	333.785	20,3%

Anm.: Effekte von Investitionen in Nahwärmenetze werden separat ausgewiesen und hier nicht bei den Angaben zur Bioenergie berücksichtigt.

Quelle: nach Hirschl et al. (2015, S. 202)

Zudem gliedern Hirschl et al. (2015) die direkten Wertschöpfungseffekte für die einzelnen EE-Technologien auch nach den verschiedenen Wertschöpfungsstufen der EE-Bereitstellung auf. Die Ergebnisse dieser Berechnungen sind in Tabelle 4 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Wertschöpfung der Bioenergienutzung für die Stromerzeugung verglichen mit Windkraft und Photovoltaik stärker auf den Wertschöpfungs-

stufen der Betriebsphase (Summe aus Anlagenbetrieb und Wartung sowie Betreiber-
gewinne und Handel) erfolgt: Während diese bei Bioenergie (el.) 70% ausmacht, lie-
gen sie bei Photovoltaik bei 36% und bei Wind bei 54%. Ähnlich verhält es sich bei der
Wertschöpfung der Betriebsphase zur Wärmeerzeugung, die bei Bioenergie 78% aus-
macht und bei den anderen Technologien deutlich geringer ist (Wärmepumpe: 45%,
tiefe Geothermie und Solarthermie: jeweils 44%, Nahwärmenetze: 16%)¹⁵. Geht man
abweichend von Hirschl et al. (2015) davon aus, dass auch die Brennstoffbereitstel-
lung für die Bioenergienutzung eine zusätzliche Wertschöpfung generiert, dürfte dieser
Effekt noch größer ausfallen. Bei Wind und PV haben hingegen die Wertschöpfungs-
stufen der Infrastrukturbereitstellung (Anlagenherstellung sowie Planung und Installa-
tion) einen größeren Anteil an der gesamten direkten Wertschöpfung. Analoges gilt für
die Technologien zur Wärmebereitstellung.

¹⁵ Eigene Berechnungen auf Basis Tabelle 4

Tabelle 4: Direkte Wertschöpfungseffekte erneuerbarer Technologien in Deutschland nach Wertschöpfungsstufen, 2012

Deutschland 2012	Anlagenherstellung	Planung & Installation	Anlagenbetrieb und Wartung	Betreiber-gewinne	Handel (Auszug aus allen Stufen)	Summe
	[Mio. EURO]					
Bioenergie (el.)	428	88	560	647	0	1.724
Photovoltaik	3.781	1.566	663	1.844	290	7.844
Windenergie	1.680	396	790	1.615	4	4.482
Wasserkraft	71	87	377	477	0	1.012
Tiefe Geothermie (el)	12	0	4	14	0	30
CSP	89	16	0	0	0	105
Summe Strom	6.061	2.154	2.384	4.597	294	15.196
Tiefe Geothermie (th.)	26	2	12	10	0	50
Bioenergie (th)	97	42	256	63	38	459
Solarthermie	189	83	83	0	71	354
Wärmepumpen	335	20	115	0	95	471
Nahwärmenetze	76	174	9	39	0	298
Summe Wärme	722	321	476	112	204	1.361

Quelle: nach Hirschl et al. (2015, S. 120).

Auf regionaler Ebene zeigen sich z. T. deutliche Unterschiede in der Beschäftigungsrelevanz einzelner EE-Technologien; Bioenergie-Nutzungspfade sind tendenziell in ostdeutschen Bundesländern von hoher relativer Bedeutung (Hirschl et al. 2015; Lehr et al. 2015). Auf regionaler oder kommunaler Ebene existieren verschiedene Studien, die Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekte speziell der Biogasnutzung ausweisen (etwa Guenther-Lübbbers et al. 2016; Hirschl et al. 2010; Bost et al. 2012) bzw. den Beitrag von Biogas zur Bioenergie-Wertschöpfung diskutieren (Elbe et al. 2016). Regionale Effekte können dabei stark von aktuellen Branchenentwicklungen beeinflusst werden, wie der Errichtung einzelner Neuanlagen und Wärmenetze oder der Schließung von Bestandsanlagen (Elbe et al. 2016). Zum anderen hängen sie von der bestehenden regionalen Wirtschaftsstruktur ab, die beeinflusst in welchem Umfang Wertschöpfungsstufen wie Anlagenherstellung, Planung, Installation oder Wartung durch

regionale Unternehmen bedient werden. Auch die Ortsansässigkeit der Betreiber hat einen Einfluss auf das Ausmaß regionaler Effekte.

Bei einer regionalen Nettobetrachtung, die gegenüber einer Bruttobetrachtung auch berücksichtigt, dass Investitionen in Biogasanlagen andere Investitionen verdrängen (können), haben Annahmen über alternativ getätigte Investitionen einen wichtigen Einfluss auf Ergebnisse. Wird angenommen, dass landwirtschaftliche Betriebe statt in die Biogasnutzung im selben Umfang in alternative Agrarproduktionsaktivitäten mit höherer Arbeitsintensität (wie etwa Viehhaltung) investieren würden, ergibt sich für ländliche Regionen ein negativer Beschäftigungseffekt (Guenther-Lübbers et al. 2016, siehe auch Nusser et al. 2007 und Heißenhuber et al. 2008). Kritisch zu diskutieren ist, ob und in welchem Rahmen diese Alternativinvestitionen tatsächlich stattfinden würden bzw. ob diese auch gewünscht sind. Bei einer Befragung niedersächsischer Biogasanlagenbetreiber (Guenther-Lübbers und Theuvsen 2015) gab zumindest ein größerer Teil der Befragten an, dass alternativ Investitionen in die Nutztierhaltung bzw. Tierproduktherstellung stattgefunden hätten. Als weitere Alternativen wurden – in Abhängigkeit von Pachtpreisentwicklungen – eine Ausdehnung des Acker- oder Futterbaus sowie Investitionen in Photovoltaik oder außerlandwirtschaftliche Immobilien genannt. Immerhin 44% der befragten Anlagenbetreiber sagten aus, im Zuge des Einstiegs in die Biogasnutzung andere Betriebszweige reduziert oder aufgegeben zu haben. Bei der landwirtschaftlichen Wertschöpfung stellen Guenther-Lübbers et al. (2016) trotz der Verdrängung alternativer Investments einen leicht positiven Effekt fest, wobei sich Wertschöpfungseffekte regional unterscheiden und insbesondere von Anlagenstandort und -art, Wärmenutzungskonzept und Betreibergesellschaftsform und Zusammensetzung der Anteilseigner beeinflusst werden. Die leicht positiven Effekte scheinen auch dadurch bestätigt zu werden, dass in Regionen mit vielen Biogasanlagen die Pachtpreise gestiegen sind (Gavert 2017). So weisen mit Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Bayern und Nordrhein-Westfalen vier Bundesländer mit starker Biogasnutzung die höchsten Ackerland-Pachtpreise und eine starke Steigerung der Pachtpreise auf (s. Abbildung 4). Dies kann möglicherweise als Indikator für die Steigerung der Bodenwerte und somit eine erhöhte Wertschöpfung dienen. Allerdings kann eine Pachtpreissteigerung ebenso durch eine Verknappung auf der Angebotsseite (etwa Umnutzung von Acker- zu Bauland) oder andere nachfrageseitige Einflüsse getrieben sein. Bei einer umfassenden Nettobetrachtung wäre neben einer Betrachtung alternativer Strom- und Wärmeerzeugungsoptionen sowie landwirtschaftlicher Produktionsformen auch die Frage relevant, welche Wertschöpfung bzw. Beschäftigung in weiteren Wirkungsbereichen (z. B. Entsorgung) durch Biogas substituiert wird.

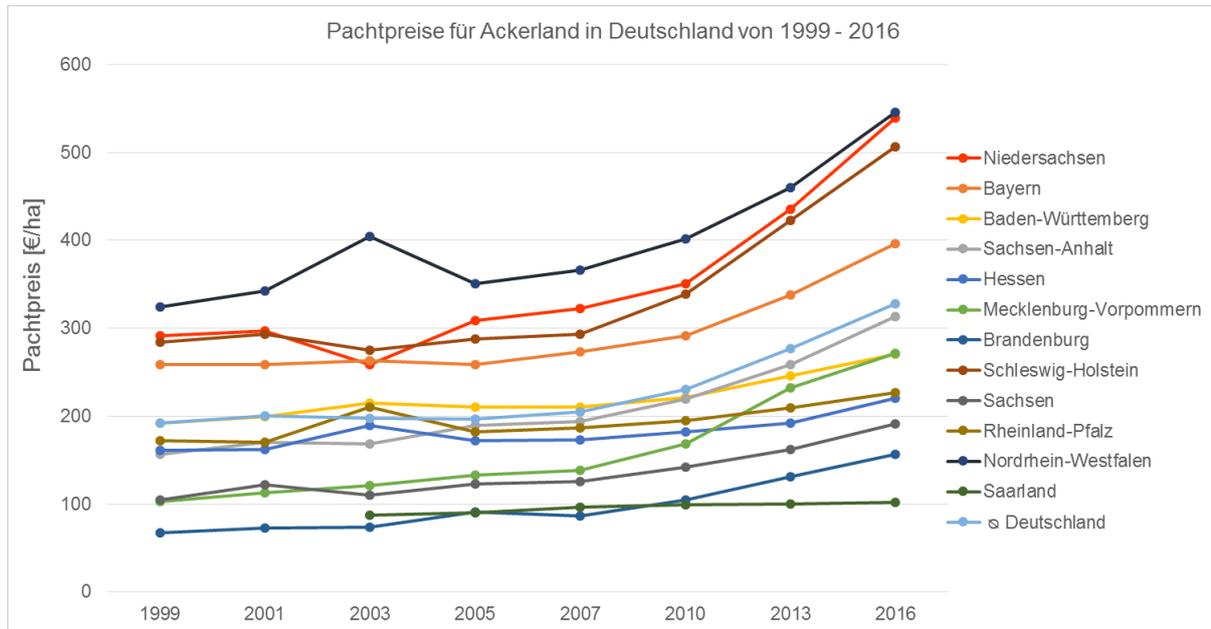


Abbildung 4: Entwicklung der Pachtpreise für Ackerland in den Bundesländern, 1999-2016 (Destatis 2018, eigene Abbildung)

Netto-Analysen auf nationaler Ebene finden üblicherweise auf einer höheren Aggregationsebene statt und weisen die Netto-Beschäftigungswirkung von EE insgesamt aus. Lehr et al. (2015) und Blazejczak et al. (2011) zeigen beispielsweise positive langfristige Netto-Effekte des EE-Ausbaus auf Beschäftigung und Wirtschaftswachstum auf, wenngleich sie deutlich geringer ausfallen als die Brutto-Effekte. Dabei spielen Technologieexporte eine bedeutende Rolle (Lehr et al. 2011), ebenso wie Annahmen zu Arbeitsmarktbedingungen, die bestimmen wie leicht zusätzliche Beschäftigte mobilisiert werden können (Blazejczak et al. 2011). In einer Untersuchung der direkten und indirekten Netto-Beschäftigungseffekte von nachwachsenden Rohstoffen in verschiedenen energetischen und stofflichen Verwendungsbereichen weisen Nusser et al. (2007) leicht positive Wirkungen aus, wobei sich auch hier Exporte und die Herausbildung einer internationalen Vorreiterposition als wichtige Einflussfaktoren zeigen.

Insgesamt lässt sich festhalten, dass Biogas einen Beitrag zu Beschäftigung und Wertschöpfung leisten kann, sowohl im industriellen Bereich der Anlagenherstellung als auch im ländlichen Raum. Insbesondere ist davon auszugehen, dass durch die Reaktivierung von Stilllegungsflächen für den Energiepflanzenanbau zusätzliche Brutto-Wertschöpfung auf diesen Flächen generiert werden konnte.¹⁶ Die Netto-Wertschöp-

¹⁶ Inwiefern der Substratanbau für die Bioenergieerzeugung u. U. die Beendigung der Stilllegungspolitik begünstigt hat, ist in der Literatur bislang nicht hinterlegt

fungs-Effekte dieser Reaktivierung sind jedoch unklar, da einerseits die vorherige Stilllegung der Flächen u. a. der EU-Stilllegungspolitik geschuldet war und andererseits der finanzielle Mitteleinsatz für den Energiepflanzenanbau Alternativinvestitionen mit entsprechender Wertschöpfung verdrängt.

Verglichen mit den dominierenden Technologien der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland, Windkraft und PV, generiert die Biogasnutzung einen deutlich höheren Anteil der Wertschöpfung – und auch der Kosten – in der Betriebsphase der Anlage (Bost et al. 2012; Hirschl et al. 2015). Vor allem die Netto-Beschäftigungswirkung hängt aber von regions- und fallspezifischen Faktoren ab, insbesondere davon, ob und welche Alternativinvestitionen getätigt würden. Es empfiehlt sich daher, Auswirkungen auf ländliche Wertschöpfung und Beschäftigung der Biogas-Nutzung als Co-Benefit zu betrachten, aber nicht als prioritären Fördergrund, auf den hin Instrumente ausgerichtet werden (siehe Isermeyer und Zimmer 2006; WBA 2007, 183ff.; Hermeling und Wölfling 2011, S. 82). Grund hierfür ist neben den unsicheren Netto-Wirkungen auch, dass strukturelle Probleme im Agrarsektor durch die Biogasförderung nicht ursächlich adressiert würden, sondern Anpassungsprozesse letztendlich verzögert würden. Eine auf Beschäftigung- und Wertschöpfungsschaffung ausgerichtete Biogasförderung würde dabei Allokationsentscheidungen der landwirtschaftlichen Akteure verzerren.

3.5.4 Methoden zur Analyse systemischer Effekte

Bei der Analyse der systemischen Effekte kann zwischen privaten und externen Kosten und Nutzen unterschieden werden. Der Fokus dieses Abschnitts liegt auf der Erfassung und Bewertung externer Kosten- und Nutzenwirkungen, d. h. Auswirkungen der Biogasnutzung auf dritte, nicht am Produktions- oder Konsumprozess beteiligte Akteure, die für ihnen entstehende Kosten oder Nutzen keine Kompensation erhalten bzw. zahlen (siehe Baumol und Oates (1988))¹⁷. Der Grund für die Fokussierung auf die externen Kosten- und Nutzenwirkung liegt darin, dass sich private Kosten- und Nutzenunterschiede direkt in der betrieblichen Kostenrechnung bzw. im Nutzen des Verbrauchers und somit in der marktlichen Wettbewerbsfähigkeit von Produkten niederschlagen. Im Fall der Biogasnutzung verändern Änderungen privater Nutzen und Kosten somit die Wettbewerbsposition gegenüber Gütern die sie substituieren können (wie etwa konventionelle Energieträger oder mineralische Dünger¹⁸). Externe Effekte

¹⁷ Ein klassisches Beispiel für externe Kosten ist die Einleitung gewässerschädigender Stoffe eines Oberlieggers in einen Fluss, der flussabwärts ein Fischsterben zur Folge hat und damit zu Ertragseinbußen bei dort tätigen Fischern führt, diesen also Kosten verursacht, die beim Verursacher dieser Kosten jedoch keine Berücksichtigung finden, da sie eben extern anfallen. Als private Kosten und Nutzen werden hingegen solche bezeichnet, die Eingang in das Kalkül der betroffenen Akteure finden und somit in ihren Produktionsentscheidungen berücksichtigt werden.

¹⁸ Die Verwendung recycelter Nährstoffe in der Landwirtschaft wird von der durch die EU-Kommission geförderten European Innovation Partnership für Landwirtschaft (EIP-AGRI) als eine wichtige Herausforderung für den Ersatz mineralischer Düngemittel betrachtet EIP-Agri o.J..

hingegen bleiben bei den Marktentscheidungen der verursachenden Akteure unberücksichtigt und stellen daher einen Marktversagenstatbestand dar, der korrektive Eingriffe von Seiten der Politik erfordern kann.¹⁹ Für die Frage, ob sich der Einsatz von Politikinstrumenten, welche die Wettbewerbsfähigkeit von Biogas verbessern, ökonomisch begründen lässt, sind externe Kosten- und Nutzenwirkungen deshalb besonders relevant. Darüber hinaus ist die Quantifizierung externer Effekte methodisch herausfordernder, während für die Analyse privater Kosten und Nutzen üblicherweise auf Marktdaten zurückgegriffen werden kann.

3.5.4.1 Erfassung privater Nutzen und Kosten

Im Vergleich zu alternativen Optionen der Energieerzeugung sowie den agronomischen Wirkungsbereichen kann die Erzeugung und Nutzung von Biogas, Biogassubstraten und Nebenprodukten wie Gärresten mit privaten Mehr- oder Minderkosten in den verschiedenen Wirksektoren einhergehen. Im Strom- und Wärmemarkt etwa wird üblicherweise betrachtet, welche zusätzlichen Kosten sich bei Installation, Betrieb und Wartung von EE-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Energieerzeugungsoptionen ergeben (bzw. welche Kosten vermieden werden) (Breitschopf und Held 2014). Dabei sind sowohl direkte Kosten wie die Differenz in Erzeugungskosten relevant, als auch indirekte Kosten, wie z. B. Netzausbaukosten oder Transaktionskosten, die sich im Zusammenhang mit Markttransaktionen oder der Umsetzung von politischen Maßnahmen ergeben. Bei der Wahl des Referenzsystems bietet sich ein Mix verschiedener Energieerzeugungstechnologien an. Im Wärmebereich kann zudem eine Differenzierung zwischen Gebäudetypen²⁰ sinnvoll sein, um Wärmeversorgungskosten besser abschätzen zu können (siehe Breitschopf und Held (2014)) für eine detaillierte Darstellung von Berechnungsmethoden). Wärme aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird häufig zur Beheizung von Sozialgebäuden, Werkstätten und Ställen oder in Trocknungsprozessen eingesetzt, aber zunehmend auch in Nahwärmenetzen genutzt (Scheftelowitz et al. 2015). Zur Berechnung von Substitutionsfaktoren legt das Umweltbundesamt beispielsweise vereinfachend den durchschnittlichen landwirtschaftlichen bzw. gartenbaulichen Energieträgermix zugrunde (Memmler et al. 2017). Danach verdrängt auf Basis gasförmiger Biomasse bereitgestellte Wärme zu 56,3% Heizöl, 42,4% Erdgas und 1,3% Steinkohlekoks.

An indirekten Kosten sind bei der Wärmeversorgung beispielsweise Kosten für den Aufbau eines Wärmenetzes zu berücksichtigen, sowie Transaktionskosten z. B. in Ver-

¹⁹ Sofern eine Internalisierung der externen Effekte in Form einer Verhandlungslösung der Beteiligten Akteure nicht stattfindet, etwa aufgrund hoher Transaktionskosten oder unklarer Eigentumsrechte (Coase 1960), und sofern Transaktionskosten des korrektiven Eingriffs des Staates die Wohlfahrtsverluste des Marktversagens nicht übersteigen.

²⁰ Breitschopf und Held (2014) unterscheiden zwischen Einfamilienhäusern, Wohnungen, Gebäuden des Dienstleistungssektors und des produzierenden Gewerbes.

bindung mit einem Förderantrag im Rahmen des Marktanreizprogramms, Verhandlungsprozessen zum Anschluss von Verbrauchern an ein neues Wärmenetz oder der Vermarktung der erzeugten Wärme. Die Höhe von Transaktionskosten wird jedoch durch vielfältige Faktoren beeinflusst (z. B. vorhandene Informationen über Marktpartner, verfügbare Technologien zur Transaktionsabwicklung, institutionelle Rahmenbedingungen) und ihre Quantifizierung ist – u. a. aufgrund der Breite zu berücksichtigender Transaktionskostenarten – problematisch (Krutilla und Krause 2011).

Analog zur Wärmeversorgung lässt sich ebenfalls für den Entsorgungssektor und den Agrarsektor die Frage stellen, welche Differenzkosten im System entstehen, wenn beispielsweise Abfallvergärung als Entsorgungsdienstleistung oder die Verwendung von Gärresten als Düngemittel durch alternative Optionen ersetzt würden (z. B. Mineraldünger im Fall der Düngung oder Kompostierung im Falle der Entsorgung). Dabei ist zu beachten, dass im Falle von Biogasanlagen Wärme und Gärreste üblicherweise als Nebenprodukte zur Stromproduktion anfallen und Entsorgungsdienstleistungen ebenfalls nicht im Fokus der wirtschaftlichen Aktivität stehen. Gärreste sind in ihrer Beschaffenheit etwa sehr heterogen und die Nährstoffabgabe ist weniger gut planbar als im Fall von Mineraldüngern, so dass sich qualitätsbedingte Kostenunterschiede ergeben können (Herbes et al. 2017; Nitsch et al. 2008; Fachverband Biogas e.V. 2013).

Bei der Wärmeversorgung sind etwaige ergänzende Investitionen und Betriebskosten für Speicher, weitere EE-Technologien oder konventionelle Back-up-Systeme zu berücksichtigen. Im Bereich des Gewässerschutzes finden teilweise bereits Verhandlungslösungen Anwendung, die zur Internalisierung externer Effekte beitragen, da die notwendigen Zahlung an Landwirte für eine gewässerschonendere Bodennutzung teilweise geringer ausfallen als die Kosten für die andernfalls notwendige Wasseraufbereitung (Albert et al. 2017). Eine ähnliche Variante besteht in der Pacht der landwirtschaftlichen Flächen durch die Wasserversorger (Oelmann et al. 2017).

3.5.4.2 Externe Kosten- und Nutzenwirkungen: Analyse von Umweltwirkungen
Hinsichtlich externer Kosten- und Nutzenwirkungen der Biogaserzeugung ist die Quantifizierung und Bewertung von Umweltwirkungen von besonderem Interesse, um den Beitrag von Biogasanlagen zu einer umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung beurteilen zu können. Externe Nutzenwirkungen können aber auch durch einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit entstehen, sofern fossile Energieträger mit hohem Importanteil aus geopolitisch instabilen Regionen ersetzt werden; hier bietet sich allerdings eher eine Betrachtung auf Systemebene an, statt einer Analyse des Effekts einzelner EE-Technologien wie Biogas. Quantifizierungsbestrebungen werden zudem durch die Unschärfe des Begriffs Energieversorgungssicherheit erschwert (Diekmann et al. 2016). Darüber hinaus können Investitionen in innovative Technologien Lern- und Wissensspillover für weitere Marktteilnehmer mit sich bringen und auf diesem Wege die Technologieentwicklung beschleunigen (Breitschopf und Held

2014). Aufgrund der prominenten Rolle von Biomassebereitstellungskosten in der Kostenstruktur sind allerdings im Fall von Biogas Kostensenkungen durch Lerneffekte weniger stark ausgeprägt als bei anderen EE wie Windkraft oder PV (Breitschopf et al. 2010; Kost et al. 2013). Im Folgenden soll daher der Fokus auf der Methodik der Quantifizierung von Umweltnutzen und -kosten liegen, die sich durch die Biogaserzeugung in Bezug auf die in Abschnitt 3.4 genannten Wirkungsbereiche ergeben.

Zur Herleitung der externen Umweltkosten bzw. Nutzenwirkung von Biogas ist es zunächst erforderlich, Umweltwirkungen zu quantifizieren und der vermiedenen Umweltwirkung alternativer Energieerzeugungsoptionen gegenüberzustellen. Als Informationsgrundlage für eine Internalisierung von Umweltkosten und -nutzen kann sich zudem eine ökonomische Bewertung entsprechender Umweltwirkungen empfehlen, die im nächsten Abschnitt behandelt wird (Naturkapital Deutschland – TEEB DE 2012; UBA 2012). Exemplarisch wird die Analyse der Biogas-Umweltwirkungen im Vergleich zu anderen Energieerzeugungsoptionen diskutiert; gleichzeitig lassen sich weitere externe Effekte in anderen Wirksektoren (z. B. Emissionsvermeidung durch Güllevergärung oder die Substitution mineralischer Dünger durch biogene Düngemittel²¹) prinzipiell in die Analyse integrieren. Analog lassen sich Entsorgungstechnologien für organischen Abfall vergleichen (Steinfeldt et al. 2002; Jensen et al. 2016) oder Emissionen unterschiedlicher Nährstoffmanagementsysteme bilanzieren (Hanserud et al. 2018), wobei sich im Kontext verschiedener Systemzusammenhänge unterschiedliche methodische Herausforderungen ergeben können.

Quantitative Analysen der Netto-Umweltwirkungen von Biogas und weiteren EE-Technologien liegen insbesondere zu Treibhausgasemissionen und Luftschadstoffen vor, zu denen Reduktionsziele und Berichtspflichten bestehen und eine hinreichend gute Datenlage vorhanden ist (Nitsch et al. 2004; Memmler et al. 2017). Die EE-Emissionsbilanz des Umweltbundesamts etwa umfasst Kohlenstoffdioxid (CO₂), Methan (CH₄) und Distickstoffoxid (N₂O, Lachgas) als Treibhausgase; Schwefeldioxid (SO₂) und Stickstoffoxide (NO_x) als säurebildende Schadstoffe, die zu Versauerung und Bodeneutrophierung beitragen; sowie Kohlenstoffmonoxid (CO) und flüchtige organische Verbindungen ohne Methan (NMVOC), welche die Bildung bodennahen Ozons begünstigen, sowie Staubemissionen (Memmler et al. 2017). Dabei wird das relative Erderwärmungs- bzw. Versauerungspotenzial verschiedener Stoffe beachtet (ausgedrückt in CO₂- bzw. SO₂-Äquivalenten).

Basierend auf dem methodischen Ansatz der Life Cycle Analysis (LCA) werden sowohl direkte Emissionen aus der Primärenergieträgerumwandlung als auch indirekte Emis-

²¹ Biogasanlagen können dabei durch die anaerobe Vergärung biogener Materialien zu einer besseren Verfügbarkeit der darin enthaltenen Nährstoffe beitragen. Welche technischen und institutionellen Herausforderungen sich für einen Übergang vom Einsatz mineralischer hin zu biogenen Düngemitteln stellen, zeigen Forrestal et al. (o.J.) im Überblick.

sionen in vorgelagerten Wertschöpfungsstufen (z. B. in Verbindung mit der Anlagenherstellung) und Emissionen aus dem Bezug von Hilfsenergie berücksichtigt. Emissionsfaktoren verschiedener EE-Technologien werden unter Berücksichtigung spezifischer Substitutionsfaktoren mit den vermiedenen Emissionen einer alternativen (z. B. fossil-basierten) Energiebereitstellung verrechnet, um Netto-Emissionsfaktoren abzuleiten²².

Im Fall der energetischen Biomassenutzung empfiehlt sich eine Differenzierung nach Anlagentypen und eingesetzten Substraten, da diese großen Einfluss auf die Emissionsbilanz haben können (Hennig und Gawor 2012; Lansche und Müller 2012; Bacenetti et al. 2013; Fehrenbach et al. 2016; Memmler et al. 2017). Bei einer aggregierten Betrachtung sind den Differenzierungsmöglichkeiten jedoch Grenzen gesetzt. Memmler et al. (2017) unterscheiden etwa zwischen Biogas- und Biomethananlagen und Energiepflanzen, Gülle und Abfall- und Reststoffen als eingesetzten Substraten. Daneben haben aber auch Faktoren wie Leistungsgröße und Bauart von BHKWs, verschiedene Auslegungs- und Ausstattungsparameter der Anlage (z. B. Gärrestlagerabdeckungen, Luftdichtheit gasführender Anlagenteile, Wärmenutzung), die Genehmigungsart (nach Immissionsschutz- oder Baurecht) oder der Intensitätsgrad der landwirtschaftlichen Produktion (beim Substratanbau) Einfluss auf die tatsächlichen Emissionen ((Memmler et al. 2017); siehe auch (Liebetrau et al. 2010; Lansche und Müller 2012; Bacenetti et al. 2013)). Zudem stellt die mangelnde Datenverfügbarkeit zu Emissionen im tatsächlichen Anlagenbetrieb ein Problem dar (Memmler et al. 2017). Aber auch die Relevanz von Emissionen, die im Zusammenhang mit direkten und indirekten Landnutzungsänderungen entstehen, tragen dazu bei, dass Unsicherheiten bei der Emissionsbilanzierung von Bioenergie ein besonderes Problem darstellen (Cherubini und Strømman 2011; Adams et al. 2013).

So ist eine Zurechnung von direkten Landnutzungsänderungen (z. B. Grünlandumbruch) auf den Energiepflanzenanbau im Vergleich zu anderen landwirtschaftlichen Nutzungsformen auf Basis der verfügbaren Daten nicht möglich und nach Laggner et al. (2014) auch für Deutschland nicht sachgerecht; Fehrenbach et al. (2016) schlagen daher eine gleichmäßige Aufteilung beobachtbarer Landnutzungsänderungen unter sämtlichen Agrarerzeugnissen vor. Indirekte Landnutzungsänderungen können z. B. entstehen, wenn die inländische Energiepflanzenproduktion Futter- oder Nahrungsmittelanbau verdrängt und zu höheren Importen entsprechender Erzeugnisse führt; die erhöhte Nachfrage auf internationalen Agrarmärkten nach diesen Erzeugnissen kann wiederum Landnutzungsänderungen auslösen. Entsprechende Effekte können mittels ökonomischer Modellierung abgeschätzt werden. Die Ergebnisse hängen jedoch stark

²² Zur Berechnungsmethodik für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor siehe Memmler et al. 2017, S. 19 ff.

von der jeweils verwendeten Methodik und Annahmen ab (Edwards et al. 2010; Fehrenbach et al. 2016).

Eine weitere methodische Herausforderung stellt die Wahl der Systemgrenze dar – insbesondere kann die Berücksichtigung von Methan- und Lachgasemissionen, die durch die Vergärung von Gülle im Vergleich zu einer Lagerung unvergorener Gülle vermieden werden, erheblichen Einfluss auf die Treibhausgasbilanz haben (Fehrenbach et al. 2016; Giuntoli et al. 2017). Giuntoli et al. (2017) setzen für Methan einen Bonusfaktor von 3,5 g CH₄ / MJ Biogas an und für Lachgas 0,066 g N₂O / MJ Biogas; insgesamt ergeben sich hieraus vermiedene Emissionen von 45,1 g CO₂eq / MJ vergorener Gülle. Rechnerisch resultiert dies (zumindest in Verbindung mit gasdicht verschlossenen Gärrestlagern) in stark negativen Emissionsfaktoren für den Einsatz von Gülle als Substrat. Die Schätzung ist jedoch mit (hohen) Unsicherheiten hinsichtlich der tatsächlichen Emissionsminderung behaftet; insbesondere die Emissionsbilanzierung von gemischten Substraten ist problematisch (Fehrenbach et al. 2016).²³ Eine getrennte Ausweisung von Ergebnissen mit und ohne Güllebonus ist somit vorzuziehen. Im Vergleich zur Lagerung und Ausbringung unvergorener Gülle wäre auch im Bereich der säurebildenden Luftschadstoffe ein Bonus für vermiedene Ammoniak (NH₃)-Emissionen zu berücksichtigen, was jedoch durch eine mangelhafte Datenlage erschwert wird (Fehrenbach et al. 2016; Memmler et al. 2017).

Neben der Quantifizierung von THG- und Luftschadstoffemissionen und entsprechenden Umweltwirkungen sind weitere Effekte relevant, wie z. B. Auswirkungen auf Nährstoffkreisläufe (Abschnitt 3.4.1.2) oder Biodiversität (Abschnitt 3.4.2.1). So können Biogasanlagen etwa ein wichtiger Baustein in einem Nährstoffkreislauf-System sein, indem sie die Nährstoffausbringung in Form von Düngemitteln aus Nebenprodukten und Reststoffen begünstigen (Aho et al. 2015). Entsprechende Wirkungen können mithilfe des Ökosystemleistungskonzepts kategorisiert werden, welches eine systematische Darstellung der Zusammenhänge zwischen Ökosystemen und menschlichem Wohlergehen vornimmt und auf diese Weise eine konzeptionelle Grundlage für die ökonomische Bewertung von Veränderungen gegenüber dem Ist-Zustand bietet (Naturkapital Deutschland – TEEB DE 2012) (siehe Abbildung 5). Zudem können Trade-offs zwischen verschiedenen Ökosystemleistungen (ÖSL) transparent gemacht werden. Zur Erfassung von Auswirkungen auf ÖSL existiert eine Vielfalt an Methoden (siehe Naturkapital Deutschland – TEEB DE (2016) für einen Überblick). Hervorzuheben ist die Bedeutung lokaler Kontextfaktoren, da in Abhängigkeit von Standortbedingungen, wie z. B. Bodenbeschaffenheit, identische Landnutzungsänderungen (wie z. B. Grünlandumbruch) unterschiedlich starke Wirkungen entfalten können (Naturkapital

²³ Bei Gülleanteilen kleiner 35 % (auf Massebasis) ist aufgrund der geringen Energiedichte von Gülle davon auszugehen, dass der THG-Bonus durch vermiedene Emissionen bei der Güllelagerung sehr gering ausfällt (Lansche und Müller 2012).

Deutschland – TEEB DE 2016). Entsprechend kann die Wirkungsanalyse daten- und wissensintensiv ausfallen. Bei der Beurteilung der Auswirkungen der Biogaserzeugung ist neben dem räumlichen Kontext zudem zu beachten, dass Effekte stark von der konkreten Ausgestaltung von Wertschöpfungsketten abhängen. Beispielsweise kann der Einsatz von Landschaftspflegematerial zum Erhalt von Grünland und hiervon ausgehenden ÖSL beitragen, während energiepflanzenbasierte Konzepte Anreize zum Grünlandumbruch potenziell zwar für einige Räume erhöhen können (Prochnow et al. 2009; Rösch et al. 2009; Lüker-Jans et al. 2017), für Gesamtdeutschland aber geringere Auswirkungen hatte als die Zunahme der Viehhaltung (Laggner et al. 2014). Für eine Bewertung der positiven und negativen Umweltwirkungen der Biogaserzeugung empfiehlt sich daher eine differenzierte Betrachtung, die u. a. unterschiedliche Substrate und unterschiedliche Standortbedingungen sowie agronomische Wirklichkeiten in den Blick nimmt. Dies setzt der Verallgemeinerbarkeit von Ergebnissen jedoch Grenzen. Ähnlich wie bei der Betrachtung von Netto-Beschäftigungs- und Wertschöpfungseffekten sind zudem Annahmen zu alternativen Landnutzungsszenarien und deren Umweltwirkungen zu berücksichtigen.



Abbildung 5: Ökosystemleistungen und ihre Auswirkungen auf Bestandteile menschlichen Wohlergehens

Quelle: Naturkapital Deutschland – TEEB DE (2012, S. 23)

3.5.4.3 Externe Kosten- und Nutzenwirkungen: Ökonomische Bewertung von Umweltwirkungen

Eine monetäre Bewertung von Umweltwirkungen bietet Ansatzpunkte, um eine Internalisierung von externen Umweltkosten oder -nutzen vorzunehmen oder entsprechende Größen in quantitativen Kosten-Nutzen-Analysen berücksichtigen zu können.

Empfehlungen zur Methodenwahl wurden u. a. vom Umweltbundesamt (UBA 2012) entwickelt. Grundsätzlich wird hier empfohlen, individuelle Präferenzen als Maßstab für die Bewertung der durch Umweltschäden verursachten Kosten oder durch Umweltqualitätsverbesserungen erzielten Nutzenwirkungen anzulegen. Nutzenverlust oder Nutzenzuwachs können in verschiedene nutzungsabhängige und nicht-nutzungsabhängige Kategorien unterteilt werden, die vom Konzept des ökonomischen Gesamtwerts von Umweltgütern erfasst werden (siehe Abbildung 6). Nutzen- oder Kostenwirkungen der Biogasproduktion lassen sich insbesondere im Bereich der direkten Nutzenarten (z. B. produzierte Nutzpflanzen, Erholungsfunktion der Agrarlandschaft) und indirekten Nutzenarten (z. B. Bodenfruchtbarkeit, Wasserreinigung) verorten; Auswirkungen auf Landnutzung oder Biodiversität können jedoch auch nutzungsunabhängigen Werte tangieren, z. B. den Existenzwert von Grünlandarten mit hoher Biodiversität.

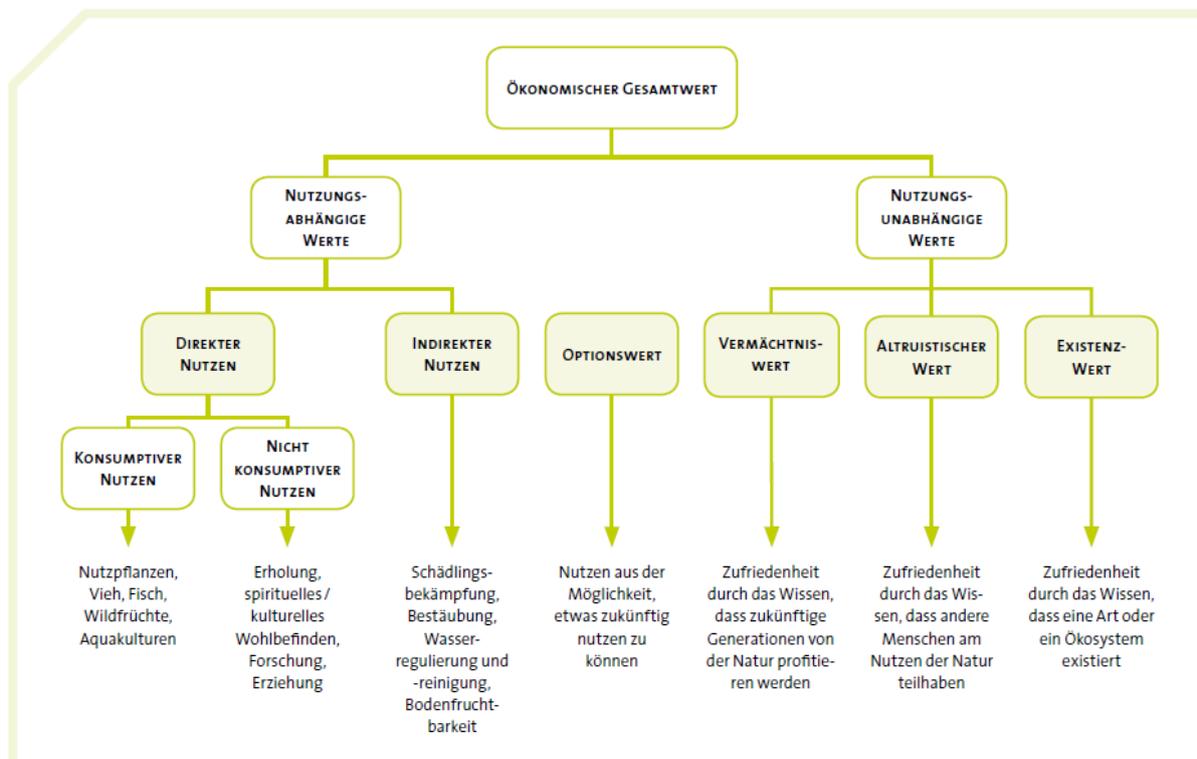


Abbildung 6: Kategorien des ökonomischen Gesamtwerts

Quelle: Naturkapital Deutschland – TEEB DE (2012, S. 53)

Für verschiedene Wertkategorien haben sich unterschiedliche Bewertungsverfahren etabliert, die in Tabelle 5 übersichtsweise dargestellt werden. Die Eignung verschiedener Verfahren ist dabei stark vom Einzelfall abhängig. Die Vielfalt von Methoden spiegelt sich in einer hohen Varianz von Schätzergebnissen für einzelne Umweltwirkungen wider (UBA 2014c). Zu den Herausforderungen zählen u. a. komplexe und nicht notwendigerweise linear verlaufenden Beziehungen zwischen Umwelteinwirkungen und deren Nutzen- oder Kostenwirkungen, der Umgang mit irreversiblen Schäden und Unsicherheiten oder die Wahl einer Diskontrate für zukünftig anfallende Nutzen und Kosten (UBA 2012). Für die Schadenskosten von Treibhausgas- und Luftschadstoffemissionen lassen sich auf Basis von Literaturlauswertungen vereinfachende Best-Practice-Kostensätze ableiten, die etwa vom UBA bereitgestellt werden (z. B. 80 €₂₀₁₀ / t CO₂), wobei Sensitivitätsanalysen für eine Bandbreite von Werten empfehlenswert sind (UBA 2014a). Erkenntnisse zu Kostenuntergrenzen für bestimmte Schadenskategorien (wie Materialschäden, Ernteverluste, luftschadstoffbedingte Gesundheitskosten) werden auf Basis der verfügbaren Literatur als relativ gesichert angesehen; für die Bewertung von Ökosystemschäden (u. a. in Verbindung mit Versauerung oder Eutrophierung, aber auch Biodiversitätsverlusten) lassen sich solche Untergrenzen jedoch noch nicht ableiten (UBA 2012). Zudem ist bei der Bewertung von ökosystembezogenen Kosten- und Nutzenwirkungen die Bedeutung lokaler Standortfaktoren zu berücksichtigen. Eine Übertragung von Literaturergebnissen im Rahmen eines „Nutzen-transfers“ erfordert eine sorgfältige Prüfung der Vergleichbarkeit von Fällen und geht mit beträchtlichen Unsicherheiten einher (Naturkapital Deutschland – TEEB DE 2012).

Tabelle 5: Methoden zur ökonomischen Bewertung von Umweltwirkungen

Methode	Kurzbeschreibung und Anwendungsfeld
Marktpreismethode	Sofern ÖSL (zumindest in ähnlicher Form) auf Märkten gehandelt werden, können Marktpreise zur Bewertung herangezogen werden; Hauptanwendungsfeld sind Versorgungsleistungen (z. B. Nahrung, Brennstoffe, Trinkwasser)
Produktionskostenmethode	Anwendung möglich, wenn eine Veränderung von ÖSL zu verringerten bzw. erhöhten Produktionskosten führt; der Wert der Leistungsänderung entspricht vereinfachend der Kostensenkung bzw. Kostenerhöhung (z. B. Kosten zur Wasseraufbereitung anstelle eines vermiedenen Pestizideinsatzes durch Zerstörung von Samen durch Fermentation)
Schadenskosten und Kosten der Schadensverringerung	Schätzung der Kosten für Maßnahmen zur Schadensbegrenzung oder Verringerung der Schadenswirkung auf Betroffene (z. B. Kosten einer Unkrautbekämpfung zur Bewertung des externen Nutzens durch Fermentation zerstörter Samen) und der Kosten nicht vermiedener Schäden (z. B. Ernteaussfälle durch THG-bedingte Klimaveränderungen)

Methode	Kurzbeschreibung und Anwendungsfeld
Alternativkosten	Kosten alternativer Maßnahmen, die eine äquivalente Leistung wie ÖSL bereitstellen (z. B. technische Wasserreinigung statt Grünlanderhalt an Gewässerrandstreifen)
Wiederherstellungskosten	Kosten der Wiederherstellung eines beeinträchtigten oder zerstörten Ökosystems
Immobilienpreismethode (Hedonic Pricing)	Analyse der Preisanteile von Immobilien- und Mietpreisen, die sich auf Nutzenwirkungen von benachbarten Ökosystemen zurückführen lassen (z. B. in Nachbarschaft zu Dauergrünland oder intensiv genutzter Agrarfläche)
Reisekostenmethode	Analyse von Besucherverhalten (Aufwand, Anzahl der Besuche in Abhängigkeit vom Aufwand und weiteren Parametern) zur Bewertung des Nutzens der Erholungsleistung von Ökosystemen
Zahlungsbereitschaftsanalyse und Choice Analyse	Direkte Befragungen zur Zahlungsbereitschaft für den Schutz oder Zustandsverbesserungen von Ökosystemen, bzw. zu notwendigen Zahlungen für die Akzeptanz von Verschlechterungen; die insb. zur Bewertung von nutzungsunabhängigen Werten und dem Optionswert erforderliche, aber hypothetische Natur der Befragungen lässt Abweichungen von "wahren" Präferenzen zu (z. B. strategische Antworten). Choice Analyse: verschiedene Varianten des Umweltzustands werden mit unterschiedlichen Zahlungen verknüpft
Gruppenbasierte Verfahren zur Analyse von Präferenzen	Befragungsprozesse zur Erhebung qualitativer Präferenzen und deliberative Gruppenbewertungen, in denen Präferenzen (z. B. Zahlungsbereitschaften für den Anbau alternativer Substrate) im Diskurs herausgebildet werden

Quelle: Hansjürgens 2011; Naturkapital Deutschland – TEEB DE 2012

Bei unzureichendem Wissen über Wirkungsbeziehungen kann es empfehlenswert sein, nicht Umweltschäden selbst zu bewerten sondern auf die Analyse von Schadensvermeidungskosten bzw. die Kosten der Erreichung von Umweltzielen zurückzugreifen. Hierbei dienen nicht individuelle Präferenzen als Maßstab, sondern eine gesellschaftlich-politische Bewertung. Geschätzt werden die Kosten von Maßnahmenbündeln zur Erreichung politisch gesetzter Ziele, um auf dieser Basis Grenzkosten der Zielerreichung bzw. der Vermeidung von Umweltschäden abzuleiten.

Für die Monetarisierung der mit der Biogaserzeugung verbundenen externen Kosten- und Nutzenwirkungen lässt sich festhalten, dass Unsicherheiten bei der Bewertung von Einwirkungen auf Ökosysteme ein Problem darstellen. Einzelne Kosten- und Nutzenwirkungen lassen sich mithilfe der dargestellten Methoden bewerten. Beispielsweise können Best-Practice-Schadenskostensätze für THG-Emissionen genutzt werden, um den Nutzen vermiedener Emissionen aus alternativer Strom- und Wärmezeugung und Güllelagerung zu monetarisieren. Die Produktionskostenmethode lässt

sich anwenden, um Veränderungen in Wasseraufbereitungskosten, die mit Veränderungen der Nährstoffbelastung von Gewässern einhergehen, zu erfassen. Eine weitere Anwendung wäre die Analyse veränderter Nährstoffmanagementkosten im Zusammenhang mit dem Einsatz von Gärresten oder nährstoffbindender Fruchtfolgen. Eine umfassende Aufrechnung verschiedener Kosten und Nutzen im Sinne einer Gesamtbewertung ist aufgrund der diskutierten Unsicherheiten und der Bedeutung standortspezifischer Bedingungen aber nicht sinnvoll darstellbar. Monetäre Angaben insbesondere zu den im Projekt im Vordergrund stehenden Nutzenwirkungen sind daher als exemplarisch zu verstehen, da in unterschiedlichen lokalen Kontexten unterschiedliche Kosten und Nutzen zu berücksichtigen wären.

Vereinfachend bietet sich zudem die Anwendung des Vermeidungskostenansatzes an. Hierbei lassen sich unterschiedliche Optionen zur Umsetzung eines politischen Ziels anhand ihrer Kosten vergleichen - z. B. die Vergärung von Gülle in Biogasanlagen mit alternativen Optionen zur Verringerung der THG-Emissionen von Güllelagerung, oder die gekoppelte Erzeugung von Wärme in Biogasanlagen im Vergleich zu alternativen EE-Wärmeerzeugungsoptionen. Allerdings wird auch hierbei nur ein Ausschnitt aus sämtlichen relevanten Kosten- und Nutzenwirkungen entsprechender Technologien betrachtet.

3.5.5 Umwelteffekte der Biogasnutzung

Als Basis für die Bewertung möglicher externer Nutzenwirkungen wird im Folgenden eine knappe Übersicht über Umwelteffekte der Biogasnutzung in den in Abschnitt 3.4 definierten Wirkungsbereichen gegeben. Vereinzelt nehmen ökonomische Bewertungsstudien auf Basis der in Abschnitt 3.5.4 beschriebenen Methoden eine Monetarisierung entsprechender Kosten- und Nutzenwirkungen vor (etwa Bonvissuto 2013; Yiridoe et al. 2009; Börjesson 1999). Die Unterschiedlichkeit der verwendeten Methoden und Anwendungskontexte schränken allerdings die Übertragbarkeit auf den deutschen Fall (und hier unterschiedliche regionale Kontexte) ein, so dass zunächst ein Review der als relativ sicher anzusehenden Umweltwirkungen vorgenommen wird. Eine detailliertere Betrachtung der Quantifizierungs- und Bewertungsfrage wird in folgenden Kapiteln vorgenommen.

Die primäre externe Nutzenwirkung der Biogasnutzung ist aktuell eindeutig im Bereich der THG-Vermeidung im Strom- und Wärmebereich zu sehen; die Emissionsbilanzierung des UBA geht für die Stromerzeugung aus Biogas für das Jahr 2016 insgesamt von einem Netto-Vermeidungsfaktor von 422 g CO₂-Äq./kWh_{el} aus, und von 450 g CO₂-Äq./kWh_{el} für Biomethan (Memmler et al. 2017). Für die Wärmeerzeugung belaufen sich entsprechende Schätzungen auf einen Vermeidungsfaktor von 190 g CO₂-Äq./kWh_{th} für Biogas und 156 g CO₂-Äq./kWh_{th} für Biomethan. Dabei sind allerdings die unter Abschnitt 3.5.4 diskutierten methodischen Herausforderungen und

Unsicherheiten in der Emissionsbilanzierung zu beachten (Emissionen durch Landnutzungsänderungen bleiben etwa aufgrund methodischer Schwierigkeiten unberücksichtigt, ebenso wie Emissionsvermeidung durch Güllevergärung).²⁴ Bedingt durch die Relevanz von Emissionen aus dem Energiepflanzenanbau und das hohe Treibhausgaspotenzial von Methan und Lachgas fällt die THG-Vermeidungswirkung von Biogas und Biomethan geringer als bei anderen EE aus (Memmler et al. 2017). Bei versauernden und weiteren Luftschadstoffen fällt die Emissionsbilanz im Vergleich zur konventionellen Referenz ungünstiger aus (Nitsch et al. 2004; Fehrenbach et al. 2016; Memmler et al. 2017). Die Ergebnisse basieren dabei auf Schätzungen zum gegenwärtigen Anteil verschiedener Biogasnutzungspfade am Erzeugungsmix; Konzepte auf Basis von Abfall- und Reststoffen und Gülle weisen dabei deutlich niedrigere Emissionsfaktoren im Bereich der Vorketten auf als energiepflanzenbasierte Konzepte (Fehrenbach et al. 2016).

Neben Emissionswirkungen können die Produktion von Biogas und entsprechender Substrate mit positiven sowie negativen Wirkungen insbesondere auf den landwirtschaftlichen Nährstoffkreislauf, den Zustand von Böden und Gewässern, Biodiversität und kulturelle Funktionen ländlicher Landschaften verbunden sein. Neben der Ausgestaltung von Biogas-Konzepten und der Substratwahl haben dabei Annahmen zu alternativen Landnutzungen, die in Abwesenheit der Biogaserzeugung gewählt würden, entscheidenden Einfluss auf die Bewertung. So können bestimmte Energiepflanzen im Vergleich zu etablierten landwirtschaftlichen Kulturen zu einer Erhöhung der Agrarbiodiversität und einer Aufwertung des Landschaftsbilds führen, die Bodenfruchtbarkeit verbessern, zum Erosionsschutz beitragen und – auch durch geringeren Düngbedarf – Beiträge zum Gewässer- und Klimaschutz leisten (siehe Osterburg et al. 2015; FNR 2011; KLU 2013 für einen Überblick). Aktuelle Synergiewirkungen mit der Bereitstellung von ÖSL werden allerdings durch die hohe Bedeutung von Mais eingeschränkt, der oft als Monokultur angebaut wird, nur wenigen Arten einen Lebensraum bietet und einen vergleichsweise hohen Bedarf an Dünge- und Pflanzenschutzmitteln sowie erhöhte Erosions- und Nährstoffauswaschungsrisiken aufweist (Osterburg et al. 2015; Dahlin et al. 2015; FNR 2011; KLU 2013). Allerdings zeichnet sich Mais durch eine hohe Flächeneffizienz aus. Energiepflanzen mit niedrigeren Energieerträgen benötigen mehr Fläche für eine vergleichbare Energieproduktionsmenge, was in umfanglicheren Landnutzungskonkurrenzen resultieren würde (Delzeit et al. 2011; KLU 2013). Grundsätzlich ist bei der Bewertung von verschiedenen Energiepflanzen zudem die

²⁴ Für die Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie wird die Anrechenbarkeit eines Güllebonus von -45 g CO₂-Äq. pro MJ Gülleeinsatz vorgeschlagen, um Vorgaben zur Mindest-THG-Vermeidung durch die Biogaserzeugung zu erfüllen (European Commission 2016, Annex VI).

Angepasstheit entsprechender Anbaukonzepte an regionale Gegebenheiten zu beachten (BfN 2010). Ein hohes Synergiepotenzial mit ökologischen Nutzenwirkungen bietet zudem die energetische Verwertung von Grünlandschnitt, angesichts der Beiträge von Grünland zur Kohlenstoffspeicherung, Biodiversität, Wasser- und Bodenschutz (Osterburg et al. 2015; KLU 2013; BfN 2010).

Auch hinsichtlich von Beiträgen zu einer ausgeglichenen Nährstoffbilanz ist die Biogaserzeugung im regionalen Kontext zu bewerten. Während in einigen Regionen Böden eine Unterversorgung mit Nährstoffen aufweisen, treten vor allem in Veredelungsregionen Nährstoffüberschüsse auf. Nicht aufgenommene Nährstoffe tragen über die Emission reaktiver Stickstoffverbindungen sowohl zu Bodenversauerung als auch der Eutrophierung von Gewässern bei, sowie zum Klimawandel durch Lachgasemissionen (KLU 2013; Osterburg et al. 2015). Auch Nitrateinträge in das Grundwasser erweisen sich als problematisch (Buttlar und Willms 2016). Biogaserzeugung kann Nährstoffüberschussprobleme in Veredelungsregionen verschärfen, da die Ausbringung pflanzlicher Gärreste zusätzlich zur vergärten Gülle für die zur Verfügung stehenden Flächen eine erhöhte Nährstoffzufuhr bedeutet (Adler et al. 2017; Buttlar und Willms 2016). Durch die neue Düngeverordnung wurde aber dieser Aspekt aufgehoben.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Gärreste potenziell zu einem optimierten, standortangepassten Wirtschaftsdüngermanagement und Gewässerschutz beitragen können, aber die Tendenz, in Veredelungsregionen Nährstoffüberschüsse und die hiermit zusammenhängende Belastung von Gewässern zu verstärken, beachtet werden muss. Grundsätzlich jedoch besitzt die Substitution mineralischer Dünger durch biogene Düngemittel im Nährstoffkreislauf das Potenzial, die Eutrophierung von Gewässern zu verringern (Aho et al. 2015). Ausbaubedarf bei Synergien zeigt eine 2014 abgeschlossene Befragung von Gewässerschutzexperten in Landesministerien auf, bei der die Auswirkung des Biogasausbaus auf den Gewässerschutz von sechs von dreizehn Bundesländern als negativ und in sieben Fällen als neutral beurteilt wurde (Buttlar und Willms 2016). Insbesondere die räumliche Ballung von Biogasanlagen wurde dabei als Problem wahrgenommen. Der aktuelle Fokus der Energiepflanzenproduktion auf einjährige, intensiv bewirtschaftete Kulturen beschränkt zudem die Relevanz grundsätzlich möglicher, positiver Umweltwirkungen, die mit einer Anbaudiversifizierung oder der erweiterten Nutzung von Rand- und Blühstreifen einhergehen würden.

3.5.6 Zwischenfazit

Die vorangegangenen Darstellungen haben aufgezeigt, dass die volkswirtschaftliche Erfassung und Bewertung der makroökonomischen Effekte der Biogasnutzung mit erheblichen Schwierigkeiten und Unsicherheiten verbunden ist, sowohl hinsichtlich der

Methodik als auch der Datenverfügbarkeit und Komplexität. Zusammenfassend ist daher festzuhalten, dass Netto-Wertschöpfungs- und -Beschäftigungseffekte weder in ihrer Richtung noch in ihrer Höhe eindeutig sind. Denn insbesondere der regionale Kontext und auch das angelegte Referenzszenario haben erheblichen Einfluss auf die ermittelten Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte, sodass eine globale Aussage hinsichtlich der Ergebnisse kaum möglich erscheint. Zumindest im Fall der Reaktivierung von Stilllegungsflächen sind auf regionaler Ebene aber wohl positive Netto-Wertschöpfungs- und -Beschäftigungseffekte zu erwarten. Im Vergleich mit anderen wichtigen, insbesondere den dargebotsabhängigen, EE-Technologien zur Stromerzeugung wird allerdings deutlich, dass die Biogasnutzung einen deutlich höheren Anteil der Wertschöpfung und Beschäftigung in der Betriebsphase generiert, was insbesondere in strukturschwachen Regionen bedeutsam sein kann. So liegen die Anteile der Wertschöpfung während der Nutzungsphase für die Stromerzeugung aus Bioenergie (Zahlen für Biogas sind nicht verfügbar) bei 70 %, während sie für Wind bei 54 % und für PV bei 36 % liegen. Für die Wärmeerzeugung liegen die entsprechenden Werte für Bioenergie bei 78 %, während sie für Wärmepumpen bei 45 %, für tiefe Geothermie und Solarthermie bei je 44 % und für Nahwärmenetze bei 16 % liegen.

Es liegen verschiedene externe Nutzenwirkungen der Biogasnutzung vor (Abschnitte 3.5.4.3-3.5.5), deren Internalisierung wohlfahrtssteigernd sein kann und daher aus volkswirtschaftlicher Sicht Instrumente zu ihrer Förderung rechtfertigt. Umgekehrt ist eine instrumentell induzierte Einschränkung bzw. Umgestaltung der Biogasnutzung beim Vorliegen negativer externer Effekte gerechtfertigt (zu Instrumenten s. folgenden Abschnitt 3.6). Die Nutzung von Energiepflanzen zur Biogasgewinnung verspricht externe Nutzenwirkungen insbesondere dann, wenn diese bei Auswahl und Anbau der Energiepflanzen bewusst adressiert werden. Bei einem solchen Ansatz kann der Energiepflanzenanbau etwa zur Agrobiodiversität (Wirkbereich Biodiversität und Grünlandschutz) oder dem Gewässerschutz (Wirkbereich Nährstoffmanagement) beitragen. Ein klassischer renditeoptimierter Energiepflanzenanbau kann hingegen durch die Tendenz zu Monokulturen damit verbundene externe Umweltkosten verursachen, die aus volkswirtschaftlicher Sicht ggf. ebenfalls eine entsprechende instrumentelle Adressierung zu ihrer Vermeidung erforderlich machten. Im Wirkbereich Verwertung und Entsorgung sind insbesondere bei der Verwertung von Rest- und Abfallstoffen bzw. Nebenprodukten Nutzenwirkungen zu erwarten. Denn in diesen Bereichen ist die Biogasnutzung bei geeigneter Ausgestaltung in der Lage, zur Schließung von Nährstoffkreisläufen und einer Verbesserung der Kaskadennutzung biogener Stoffe beizutragen.

3.6 Instrumente der Refinanzierung

3.6.1 Instrumentenportfolio zur Förderung von Nutzenwirkungen

In Strom-, Wärme- und Kraftstoffmärkten konkurriert die Biogaserzeugung sowohl mit konventionellen als auch mit anderen erneuerbaren Energieerzeugungsoptionen. Auf Landnutzungsmärkten konkurriert die Substraterzeugung für Biogasanlagen mit alternativen Landnutzungsoptionen bzw. Flächenbedarfen, und im Entsorgungssektor stellen neben der Vergärung von Bioabfällen die alleinige Kompostierung oder die energetische Nutzung in Müllverbrennungsanlagen relevante Alternativen dar. Aus volkswirtschaftlicher Sicht können instrumentelle Eingriffe von Seiten der Politik dann notwendig werden, wenn Marktversagen, wie etwa die Präsenz von externen Kosten- und Nutzenwirkungen, den Wettbewerb zwischen den Technologien verzerren. Wie der Literaturreview im vorherigen Abschnitt gezeigt hat, sind im Fall der Biogaserzeugung insbesondere externe Umweltkosten und -nutzenwirkungen, die nicht hinreichend in Marktpreisen reflektiert werden, relevant.

Grundsätzlich lassen sich Politikinstrumente zur Adressierung von Umweltexternalitäten danach unterscheiden, ob sie einerseits Aktivitäten mit externen Kosten verteuern oder regulativ einschränken. Andererseits können Politikinstrumente positive Anreize für die Bereitstellung von externen Nutzenwirkungen bzw. die Vermeidung externer Kosten bereitstellen oder dies vorschreiben. Das heißt es können prinzipiell sowohl marktbasierende Instrumente (wie Steuern, Zertifikatehandel, Subventionen), ordnungsrechtliche Instrumente (Ver- und Gebote), planerische sowie informatorische Instrumente zum Einsatz kommen (Michaelis 1996). Tabelle 6 gibt einen Überblick über Instrumente in den in Abschnitt 3.4 identifizierten Wirkungsbereichen jenseits des Strom- und Verkehrssektors, die potenziell Anreize für Finanzierungströme bzw. eine erhöhte Nachfrage nach Produkten der Biogaserzeugung setzen, indem entweder alternative Verwendungspfade für die Substrate relativ verteuert bzw. eingeschränkt werden, oder die Kosten der Biogaserzeugung oder Substratbereitstellung relativ gesenkt werden. Instrumente mit Fokus auf den Agrarsektor, den ländlichen Raum bzw. landwirtschaftliche Ökosystemleistungen in den Bereichen Klima, Biodiversität, Boden, Gewässer und Landschaftsbild werden integriert betrachtet, da sie oft Überschneidungen in ihrer Wirkung aufweisen (z. B. beeinflusst das Düngerecht Nährstoffkreisläufe, Gewässer-

schutz und landwirtschaftliche Treibhausgasemissionen). Im Folgenden werden sowohl existierende Instrumente als auch perspektivische Instrumentenoptionen knapp dargestellt.

Tabelle 6: Instrumentenoptionen jenseits des Strom- und Verkehrssektors; Quelle: eigene Zusammenstellung

	Wärmemarkt	Agronomische Wirkbereiche / Ländlicher Raum / ÖSL (Klima, Biodiversität, Boden & Gewässer, Landschaftsbild)	Entsorgungswirtschaft
Fokus: Förderung externer Nutzenwirkung	<u>Ordnungsrechtlich</u> - EEWärmeG bzw. zukünftig GEG - RED II <u>Marktbasiert:</u> - MAP - Modellvorhaben Wärmesetzsysteme 4.0 - KWKG, ab 2018: Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme mit EE-Anteil <u>Planerisch</u> - Klimaschutz als Daseinsvorsorge im Rahmen kommunalen Handelns	<u>Ordnungsrechtlich</u> - Perspektivisch: Verpflichtende Nutzung von Landschaftspflegegrün <u>Marktbasiert</u> - Greening-Anforderungen als Voraussetzungen für den Erhalt von Direktzahlungen in voller Höhe: Maßnahmen zur Anbaudiversifizierung, Erhalt von Dauergrünland, Ausweisung ökologischer Vorrangflächen (1. Säule GAP) - ELER-Förderung für ländliche Räume, insb. Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen (2. Säule GAP) - Vertragsnaturschutz <u>Planerisch:</u> - Perspektivisch: Biogasförderliche Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen	<u>Ordnungsrechtlich</u> - Perspektivisch: Verpflichtende energetische Nutzung von Straßenbegleitgrün - Perspektivisch: Verpflichtende kombinierte energetische und stoffliche Nutzung als Stand der Technik <u>Planerisch</u> - Verbesserung der Getrennsammlung von Bioabfall <u>Marktbasiert</u> - PPA
Fokus: Reduzierung umweltschädigender Aktivitäten	<u>Ordnungsrechtlich:</u> - BImSchV <u>Marktbasiert:</u> - EnergieStG	<u>Ordnungsrechtlich:</u> - Gute fachliche Praxis, z. B. umgesetzt im Gewässerschutzrecht, Düngerecht - Perspektivisch: Verpflichtende gasdichte Abdeckung von Güllelagern & Installation von Gasfackeln <u>Marktbasiert:</u> - Perspektivische marktliche Instrumentenoptionen: z. B. Stickstoffüberschussabgabe; Emissionshandel für THG-Emissionen in der Landwirtschaft	<u>Marktbasiert:</u> - Abfallgebühren

Prinzipiell sind Finanzierungsströme außerhalb des EEG auch aus der Nutzung von Biogas in anderen Nutzungspfaden als der Verwendung zur Strom- und ggf. kombinierten Wärmenutzung generierbar. Im Bereich der Biokraftstoffe etwa soll mit der Revision der EU Renewable Energy Directive (RED II) durch eine Quote der verstärkte Einsatz fortschrittlicher Kraftstoffe, zu denen auch verflüssigtes Biomethan aus Abfall- und Reststoffen zählt (Bio-LNG), auf EU-Ebene vorgeschrieben werden (EBA 2018). Ebenso wäre eine Quotenlösung auch im Bereich der Nutzung von Biogas und anderen erneuerbaren Gasen im Gasnetz denkbar (DVGW 2018) und würde eine entsprechende – allerdings hinsichtlich der Eingangsstoffe und damit auch der Nutzenwirkungen unspezifische – Förderwirkung für die Biogasnutzung zeitigen. Der Fokus dieser Studie liegt jedoch auf Nutzenwirkungen in den in Abschnitt 3.4 aufgezeigten Wirksektoren, die mit der Biogasnutzung zur Stromerzeugung einhergehen, weshalb sich die weiteren Ausführungen in den folgenden Kapiteln auch auf solche Instrumente beschränken, die derartige Nutzenwirkungen adressieren. Grundsätzliche Instrumente werden im Rahmen grundsätzlicher Finanzierungsmöglichkeiten zur Minderung von THG-Emissionen in Abschnitt 3.6.2 kurz angerissen.

3.6.1.1 Instrumentenoptionen im Wärmemarkt

Zur Förderung externer Nutzenwirkungen im Wärmemarkt stehen sowohl marktba- sierte als auch ordnungsrechtliche Instrumente zur Verfügung. Als ordnungsrechtliche Maßnahme stellt das **Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz** (EEWärmeG) das zentrale Instrument zur Förderung erneuerbarer Energien dar (BMWI 2015b). Es umfasst eine anteilige Nutzungspflicht für EE in Neubauten und grundlegend renovierten öffentlichen Gebäuden (§ 3 EEWärmeG). Die zur Erfüllung der Nutzungspflicht notwendigen EE-Anteile variieren mit der verwendeten Technologie; wird gasförmige Bio- masse eingesetzt, müssen mindestens 30% (bei Neubauten) bzw. 25% (bei renovier- ten öffentlichen Gebäuden) des Wärme- und Kälteenergiebedarfs hieraus gedeckt werden (§ 5 Abs. 2 u. 5a Abs. 1 EEWärmeG). Alternativ sind Ersatzmaßnahmen wie Energieeinsparmaßnahmen oder der Bezug von Energie aus KWK-Anlagen zur Erfül- lung der Nutzungspflicht anwendbar (§ 7 EEWärmeG). Der private Gebäudebestand wird nicht von der Nutzungspflicht umfasst; zwar erlaubt § 3 Abs. 4 Nr. 2 EEWärmeG den Bundesländern, entsprechende Regelungen zu treffen, diese Möglichkeit wird bis- lang allerdings nur von Baden-Württemberg wahrgenommen (BMWI 2018a). Laut dem Klimaschutzplan der Bundesregierung soll - vor dem Hintergrund des Ziels eines "na- hezu klimaneutralen Gebäudebestands bis 2050" - eine zukünftige Ausweitung der Nutzungspflicht auf nicht-öffentliche, grundlegend sanierte Gebäude geprüft werden (BMUB 2016). Des Weiteren schafft § 16 EEWärmeG erleichterte Möglichkeiten für

Kommunen und Gemeinden, einen Anschluss- und Benutzungszwang für öffentliche Fernwärmeversorgungsnetze einzurichten.

Weiterhin existieren eine Reihe eher marktbasierter Fördermöglichkeiten. Als zentrales Instrument im Wärmemarkt und bislang wichtigstes Anreizinstrument für den Einsatz von EE im Gebäudebestand ist das **Marktanreizprogramm** (MAP) zu nennen, welches Investitionen in EE-Wärme-Systeme, die nicht der Erfüllung der Nutzungspflicht dienen, fördert (vgl. §§ 13-15 EEWärmeG). Für Biogasanlagen ist insbesondere die Verfügbarkeit zinsgünstiger Darlehen und Tilgungszuschüsse für EE-gespeiste Wärmenetze, Wärmespeicher und Biogasleitungen für unaufbereitetes Biogas relevant (BMWI 2015a). Fördermittel für Anlagen stehen im Bioenergiebereich hingegen nur für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, bereit (BMWI 2015a).

Eine weitere Fördermöglichkeit stellt das zum 01. Juli 2017 eingeführte "**Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0**" dar, das effiziente und niedertemperierte Wärmeverorgungssysteme mit einem EE-Anteil von mindestens 50% unterstützt (BaFa 2018). Biomasse darf hieran höchstens einen Anteil von 50% haben. Förderfähig sind Machbarkeitsstudien, die Realisierung von Systemen, Kundeninformationsmaßnahmen sowie projektbezogene wissenschaftliche Kooperationen.

Mit der Einführung von **Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme**, die zu mindestens 30% aus EE gespeist werden, entfaltet zudem die 2017er Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) eine potenzielle Relevanz für Biogasanlagen (Faßbender und Riggert 2017). Da nach dem EEG geförderter KWK-Strom nicht in den Anwendungsbereich des KWKG fällt (§ 1 Abs. 3 KWKG), lag der Fokus des Gesetzes bislang auf konventionellen (d.h. fossil befeuerten) KWK-Anlagen. Die neu eingeführten Ausschreibungen für innovative Systeme könnten für Biogasanlagen zukünftig eine Alternative zur Teilnahme an EEG-Ausschreibungen bieten. In einer ersten Runde wurde zum 01.06.2018 ein Kapazitätvolumen von 25 MW installierter KWK-Leistung ausgeschrieben, wobei Gebote zwischen 1 und 10 MW zulässig waren (BNetzA 2018b; § 8 Abs. 3 KWKAusV). Der Zuschlag erfolgt nach dem "Pay as bid"-Verfahren, wobei der gesetzte Höchstpreis von 12 ct/kWh (§ 5 Nr. 2 KWKAusV) restriktiver ist als im Falle der EEG-Ausschreibungen (14,88 ct/kWh im Jahr 2017 für neue Biomasseanlagen bzw. 16,9 ct/kWh für Bestandsanlagen, vgl. §§ 39b Abs. 1 u. 39f Abs. 5 Nr. 3 EEG 2017). Neben den Anforderungen an EE-Anteile werden an innovative KWK-Systeme hohe Effizienzanforderungen gestellt, zudem sollen Anlagen Strom und Wärme bedarfsgerecht erzeugen (§ 2 Nr. 9a KWKG; siehe Faßbender und Riggert 2017 für einen Überblick). Eingegangen sind in der ersten Ausschreibungsrunde Gebote mit einer Gesamtleistung von 23 MW, bezuschlagt wurden davon 5 Gebote mit einer Gesamtleistung von 21 MW, der durchschnittliche Zuschlagswert (mengengewichtet) betrug dabei 10,27 ct/kWh (BNetzA 12.06.2018). Ob unter den bezuschlagten Geboten auch Biogasanlagen eine Förderung erhielten, wird aus den veröffentlichten

Ausschreibungsergebnissen allerdings nicht ersichtlich. Eine weitere Ausschreibungsrunde mit einem Kapazitätsumfang von 29 MW (25 MW + 4 MW Restvolumen aus der vorangegangenen Auktion) erfolgt zum 03. Dezember 2018 (entsprechende Ergebnisse lagen bis zum Redaktionsschluss dieses Berichtes nicht vor).

Auf die Reduzierung umweltschädigender Aktivitäten ist im Wärmesektor im Wesentlichen das **Energiesteuergesetz** (EnergieStG) ausgerichtet. Erneuerbare Energieträger wie Holz, Erdwärme oder Solarenergie unterliegen nicht der Energiebesteuerung (§ 1 Abs. 2 u. 3 EnergieStG, siehe Rodi et al. 2016). Biogase, die zum Verheizen oder in bestimmten begünstigten Anlagen eingesetzt werden, sind hingegen nach § 28 EnergieStG steuerbefreit, sofern sie nicht mit anderen Energieerzeugnissen vermischt werden (was etwa bei einer Einspeisung von Biomethan in das Erdgasnetz der Fall wäre). Allerdings werden fossile Heizstoffe nur mit relativ niedrigen Steuersätzen belastet, was die Anreizwirkung dieser Steuerbefreiung begrenzt (Rodi et al. 2016). Eine Erhöhung von Steuersätzen könnte für den Gebäudebestand Anreize für Investitionen in EE oder Energieeffizienzmaßnahmen bieten; allerdings sind eventuelle Konflikte mit sozial- und industriepolitischen Zielen zu beachten, sowie im Mietbereich die Problematik, dass Energieverbraucher (Mieter) und Investoren in Energieeffizienzmaßnahmen (Vermieter) nicht dieselbe Person sind (sog. Mieter-Vermieter-Dilemma). Zudem sollte eine solche Anpassung abgestimmt mit einer vor dem Hintergrund einer anzustrebenden Sektorenkopplung notwendig erscheinenden grundsätzlichen Revision der relevanten Steuern und Abgaben im deutschen Energierecht (Agora Energiewende 2018; Rodi et al. 2016; Hauser et al. 2017, S. 97–119) erfolgen, um ein (auch sektorübergreifendes) level playing field der verfügbaren Technologien zur Dekarbonisierung zu schaffen.

Zusammenfassend lassen Nutzungspflicht, Fördermaßnahmen und Energiebesteuerung den Marktakteuren einen breiten Spielraum bei Technologieentscheidungen, um die günstigste EE-Option (oder auch Energieeffizienzmaßnahme bzw. Wärmenetzversorgung als alternative Klimaschutzoption) in Abhängigkeit von Gebäude-Gegebenheiten zu wählen.

Im Wettbewerb der EE-Technologien ist es entscheidend, die Multifunktionalität des Biogases zu nutzen. So kann die Kombination mit Einnahmen aus der Teilnahme an Strom- und Regelenergiemärkten sowie der EEG-Förderung dazu beitragen, wettbewerbsfähige Wärmeversorgungsbedingungen anbieten zu können. Die Deckelung der Flexibilitätsprämie im EEG wird einen solchen Ansatz zukünftig jedoch deutlich erschweren und sollte vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung von Flexibilität in einem erneuerbaren Stromsystem überdacht werden. Die neuen KWKG-Ausschreibungen für innovative KWK-Systeme, die auch Kombinationen von Biogas mit anderen erneuerbaren Energieträgern zur Erfüllung des EE-Mindestanteils zulassen, derzeit allerdings nur geringe Ausschreibungsvolumina umfassen, könnten perspektivisch eine

Alternative zur EEG-Förderung bieten. Allerdings sind hierbei die hohen Effizienzanforderungen an die erneuerbare Wärmeerzeugung zu beachten (Faßbender und Riggert 2017).

3.6.1.2 Instrumente in den agronomischen Wirkungsbereichen und im ländlichen Raum, insbesondere mit Fokus auf Ökosystemleistungen

Zur Förderung von Nutzenwirkungen kommen in diesem Bereich diverse Instrumente zum Einsatz. Diese lassen sich in ordnungsrechtliche, marktbasierende und planerische Instrumente einteilen, wobei teils Mischformen Verwendung finden.

Die **Greening-Anforderungen** an Direktzahlungen im Rahmen der 1. Säule der europäischen Gemeinsamen Agrarpolitik (GAP) oder der Förderung für Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen (AUKM) als Teil der 2. Säule gehören formal gesehen zu den markt-basierten Maßnahmen. Faktisch entwickeln die Greening-Anforderungen im Direktzahlungsrecht eine hohe Verbindlichkeit - so gab es 2017 in Deutschland 286.196 begünstigte Antragsteller für die Basisprämie der GAP-Direktzahlungen und 286.064 begünstigte Antragsteller für die Greening-Prämie (UBA 2014b; BMEL 2018b). Aus Ihnen kann sich potenziell eine indirekte Förderwirkung für ökologisch vorteilhafte Biogassubstrate (z. B. Grünlandschnitt, "neue" Agrarpflanzen, Pflanzenmaterial aus Blüh- oder Gewässerrandstreifen) ergeben. Seit der 2013er GAP-Reform sind ca. 30 % der flächenbezogenen Direktzahlungen an Landwirte an die Erfüllung von Greening-Anforderungen gekoppelt, die über grundlegende Cross Compliance-Anforderungen, die Voraussetzung für den Erhalt von Direktzahlungen sind, hinausgehen (BMEL 2015a; EC 2017). Zum Zwecke der Anbaudiversifizierung sind Betriebe mit einer Ackerlandfläche zwischen 10 und 30 ha verpflichtet, mindestens zwei unterschiedliche Kulturen anzubauen, bei Betrieben mit mehr als 30 ha steigt diese Anforderung auf mindestens drei Kulturen (ausgenommen sind Betriebe mit mehr als 75 % Grünland-, Ackergras- oder Stilllegungsflächen). Des Weiteren bestehen Anforderungen an den Schutz von Dauergrünland. In Deutschland besteht seit 2015 ein Umwandlungs- und Pflugverbot für Dauergrünland in Flora-Fauna-Habitat-Gebieten. Der Umbruch von sonstigem Dauergrünland ist einzelbetrieblich genehmigungspflichtig; von bestimmten Ausnahmen abgesehen wird eine Genehmigung nur erteilt, wenn anderweitig neues Dauergrünland geschaffen wird (siehe BMEL 2015a, 42 ff.). Schließlich sind Betriebe mit mehr als 15 ha Ackerlandfläche verpflichtet, 5 % hiervon als ökologische Vorrangflächen auszuweisen. Beispiele für zulässige Nutzungsformen sind u.a. Hecken und Bäume, Gewässerrandstreifen, Blühstreifen, Brachflächen, aber auch der Anbau von Zwischenpflanzen, wobei die ökologische Wertigkeit verschiedener Maßnahmen durch Gewichtungsfaktoren reflektiert wird (EC 2017; BMEL 2015a).

Prinzipiell können Greening-Anforderungen die Verfügbarkeit von ökologisch vorteilhaften Biogas-Substraten steigern. Hierbei ist allerdings die Wirtschaftlichkeit einer

entsprechenden Nutzung Voraussetzung. Grundsätzlich werden Landwirte Maßnahmen wählen, die sich zu möglichst geringen Kosten (inkl. Opportunitätskosten durch Ertragsminderung) umsetzen lassen und gleichzeitig die etwaig anfallende Substrate der Nutzungsform mit der höchsten Wertigkeit zuführen. Da die Greening-Anforderungen nur für 30 % der Direktzahlungen gelten, könnte es insbesondere bei vergleichsweise hohen Agrarproduktpreisen für Landwirte lohnend sein, auf diesen Anteil zu verzichten.²⁵ Dies ist jedoch aus der Praxis noch nicht bestätigt. Insbesondere das BfN (2017) geht davon aus, dass die Greening- Maßnahmen nicht zu einem nennenswerten Beitrag zur Biodiversität führen.

Auch AUKM können die Verfügbarkeit ökologisch vorteilhafter Biogassubstrate steigern bzw. deren Differenzkosten zu etablierten Energiepflanzen senken (z. B. KLU 2013; Buttlar und Willms 2016; BfN 2010). AUKM werden, ebenso wie weitere Fördermaßnahmen für ländliche Entwicklung, im Rahmen der 2. Säule der GAP aus dem **Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raumes (ELER)** gefördert, welches als marktbasierendes Instrument betrachtet werden kann. Weitere Mittel werden durch Umschichtungen von Mitteln aus der 1. Säule sowie eine Ko-Finanzierung durch Bund und Länder bereitgestellt. Landwirte, die AUKM durchführen, verpflichten sich freiwillig zur Durchführung von Maßnahmen mit externen Nutzenwirkungen, etwa in den Bereichen Klima-, Biodiversitäts-, Boden- und G (Bericht (Boden- und Gewässerschutz in der Landwirtschaft) 2010; UBA 2014b)ewässerschutz, Kulturlandschaftspflege oder Tierschutz (jenseits gesetzlicher Anforderungen) (BMEL 2017). Die Förderung von AUKM dient dem Ausgleich hierdurch entstehender Zusatzkosten bzw. von Einkommensverlusten. Zulässige Fördermaßnahmen werden von den Ländern festgelegt. Dabei werden keine Anforderungen an die Verwertung anfallender Substrate gestellt (Buttlar und Willms 2016), so dass eine Nutzung in Biogasanlagen also auch hier nur bei vorteilhafter Wirtschaftlichkeit im Vergleich zu alternativen Nutzungsformen eine Option sein wird. Insbesondere Landschaftspflegematerialien und Grünlandschnittanteile, die nicht mehr als Futtermittel verwendet werden können und kostenpflichtig entsorgt werden müssten, könnten hier interessante Perspektiven bieten (KLU 2013).

Auch der **Vertragsnaturschutz** kann als marktbasierendes Instrument eine indirekte Förderwirkung für die Bereitstellung von ökologisch vorteilhaftem Substrat generieren. Dies ist der Fall, wenn Landwirte durch Zahlungen für Vertragsnaturschutzmaßnahmen dazu angehalten werden, eine Landnutzung mit hohen externen Kosten durch eine Landnutzung mit geringeren externen Kosten (etwa Grünland) zu substituieren, welche gleichzeitig Biomasse abwirft, die zu energetischen Zwecken einer Biogasan-

²⁵ Wird auf den Erhalt von Direktzahlungen insgesamt verzichtet, entfallen auch Cross Compliance-Anforderungen (Möckel et al. 2014). 2015 beliefen sich Direktzahlungen in Deutschland im Durchschnitt auf ca. 290 €/ha (BMEL 2015a).

lagen zugeführt werden kann. So kann etwa, wie im Falle der Kommunalen Wasserwerke Leipzig, für Wasserversorger die Vereinbarung von Vertragsnaturschutzmaßnahmen mit an Gewässer angrenzenden Landwirten eine Option darstellen, um den Eintrag von Schadstoffen zu begrenzen und so die Kosten der Einhaltung von Auflagen zu verringern (Albert et al. 2017).

Weiterhin könnten planerische Instrumente zur Förderung von Nutzenwirkungen verstärkt zum Einsatz kommen. Eine indirekte Förderwirkung kann hier durch landwirtschaftliche Nutzungsformen für **Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen** nach den §§ 13 ff. Bundesnaturschutzgesetz entstehen. Die Kosten für die Substraterzeugung wären in diesem Falle vom Träger des ausgleichspflichtigen Eingriffs in die Natur zu tragen. Im Rahmen von Landschaftsaufwertungen für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen kann etwa eine Umnutzung von Ackerland zu Dauergrünland vorgenommen werden (Treffkorn et al. 2007), sodass hier der Grünlandschnitt als Substrat für die Nutzung in Biogasanlagen genutzt werden kann. Damit derartige Maßnahmen auch tatsächlich eine Förderwirkung für die Biogasnutzung entwickeln können, muss jedoch gewährleistet sein, dass auf den entsprechenden Flächen auch Grünlandpflanzen angepflanzt werden, die als Substrat für die Vergärung in Biogasanlagen geeignet sind. Entsprechend könnte auch der extensive Anbau von Energiepflanzen auf zuvor intensiv genutztem Ackerland eine produktionsintegrierte Kompensationsmaßnahme in der Landwirtschaft darstellen, die gleichzeitig eine Förderwirkung für die Biogasnutzung entfalten würde (Wagener et al. 2014).

Hinsichtlich der Einschränkung von Aktivitäten mit negativen Umweltwirkungen kommen zurzeit vorrangig ordnungsrechtliche Regelungen in verschiedenen Umweltrechtsgesetzen zum Einsatz. Diese etablieren v.a. Anforderungen an die **gute fachliche Praxis** bei der landwirtschaftlichen Bodennutzung (siehe Möckel et al. 2014 für einen Überblick). Im Folgenden sollen das Gewässerschutzrecht und das Düngerecht näher betrachtet werden, da hier durch die Einschränkung von Aktivitäten mit negativen Umweltwirkungen eine indirekte Förderwirkung von externen Nutzenwirkungen der Gärrestbereitstellung bzw. der Wahl bestimmter Anbau- und Landnutzungsformen, die mit ökologisch vorteilhaften Biogassubstraten kombinierbar sind, möglich ist. So sollen durch die Einschränkung von Umweltschädigungen positive Wirkungen ermöglicht bzw. verstärkt werden. Allerdings ist zu betonen, dass die Erfüllung des jeweiligen Schutzziels hier im Vordergrund steht, und sich ebenso Beschränkungen für die Biogaserzeugung ergeben können.

Im Bereich des Gewässerschutzes stellt auf Bundesebene das Wasserhaushaltsgesetz Anforderungen an Gewässeranrainer, um den Eintrag gewässergefährdender Stoffe zu begrenzen. So schreibt § 38 Abs. 4 WHG den Erhalt von Grünland in Gewässerschutzstreifen und § 78a Nr. 7 WHG den Grünlanderhalt in Überschwemmungsgebieten vor und kann auf diese Weise die Bereitstellung von Grünlandmäh-

als Biogassubstrat stimulieren. Der Anwendungsbereich des WHG kann jedoch durch Landesrecht eingeschränkt werden, insbesondere können auch die landwirtschaftlich relevanten Be- und Entwässerungsgräben von den Vorschriften des WHG weitgehend befreit werden (§ 2 Abs. 2 WHG). Zudem kann auch die Breite der Gewässerrandstreifen durch Länderrecht definiert werden sowie durch behördliche Bestimmung ein Gewässerschutzstreifen aufgehoben werden (§ 38 Abs. 3 WHG). In der Folge kommt es zu länderspezifisch unterschiedlicher Ausgestaltung der gewässerschutzrechtlichen Anforderungen in den Landeswassergesetzen (Möckel et al. 2014). Den Bundesländern kommt also im Bereich des Gewässerschutzes eine große Bedeutung zu. Insbesondere ist auch eine progressive Grünlandpolitik der Bundesländer über das Gewässerschutzrecht möglich. So können etwa auf Bundeslandebene breitere Gewässerschutzstreifen als durch das WHG vorgeschrieben werden oder – wie in einigen Bundesländern bereits umgesetzt – der Ackerbau in den Gewässerschutzstreifen grundsätzlich verboten werden, sodass de facto ein Umwandlungsgebot von Acker- zu Grünland besteht (Möckel et al. 2014).

Im Düngerecht sind mit den 2017er Novellierungen des Düngegesetzes (DüngG) und der Düngeverordnung (DüV) verschärfte Anforderungen an das Nährstoffmanagement in Kraft getreten, die auch für den Umgang mit Gärresten der Biogasproduktion Veränderungen mit sich bringen (siehe Möckel 2017; BMEL 2018a für einen Überblick). Insbesondere gilt die Aufbringungs-Obergrenze von 170 kg Stickstoff je Hektar und Jahr, die von der EU-Nitrat-Richtlinie gefordert und mit § 6 Abs. 4 DüV national umgesetzt wird, nun auch für Gärückstände und andere pflanzliche organische Düngemittel. Zudem wurde – zunächst für Betriebe mit einer landwirtschaftlichen Nutzfläche über 30 ha und einer Tierbesatzdichte von über 2,5 Großvieheinheiten je Hektar, oder mehr als 50 Großvieheinheiten – eine Verpflichtung zur Erstellung einer Stoffstrombilanz eingeführt (§ 11a Abs. 2 DüngG). In Verbindung mit verringerten Kontrollwerten für die Differenz zwischen der Zu- und Abfuhr von Nährstoffen (§ 9 Abs. 2 u. 3 DüV) und einem erhöhten Bußgeldrahmen (§ 14 Abs. 3 DüngG) erhöhen sich Anreize für eine Optimierung des betrieblichen Nährstoffmanagements. In Nährstoffüberschussregionen können diese Anlass geben, den Aufbereitungsgrad von Gärresten zu erhöhen, um eine Vermarktung in Regionen mit einer Unterversorgung von Nährstoffen (z. B. über Güllbörsen) zu erleichtern. Ob sich eine Inwertsetzung von Gärresten ergibt oder sich die Kosten der Gärrestausbringung für Biogasanlagenbetreiber erhöhen, ist aber stark von regionalen Gegebenheiten abhängig. Zudem sind insbesondere bei einem Gärresttransport über weitere Strecken THG-Emissionen im Verkehrssektor zu beachten.

Ordnungsrechtliche Instrumente zur Verringerung umweltschädigender Aktivitäten könnten auch zur Minderung von Treibhausgasemissionen in der Landwirtschaft angewendet werden. Dabei könnten eine **Verpflichtung zur gasdichten Abdeckung**

von Güllelagern sowie die Installation einer Gasfackel zur Verbrennung des gesammelten Methans in Erwägung gezogen werden. In den Niederlanden besteht seit 1991 eine Abdeckungspflicht von Güllesilos (Dux et al. 2005). Berechnungen für die Abdeckung von Rindergüllelagern kommen zu dem Ergebnis, dass die für diese Maßnahme anfallenden CO₂-Vermeidungskosten in etwa denen der Güllelagerung in einer Biogasanlage entsprechen (Daniel und Scholwin 2008). Landwirten, bei denen aus der Viehhaltung Gülle anfällt, würden in Konsequenz einer ordnungsrechtlichen Verpflichtung zur gasdichten Abdeckung von Güllelagern Kosten für die Installation der Lagerabdeckung und Gasfackel entstehen. Dies hätte zur Folge, dass die Opportunitätskosten für die Güllelagerung anstiegen und die wirtschaftliche Attraktivität der energetischen Gülleverwertung in Biogasanlagen dadurch gesteigert würde.

Marktbasierte Instrumente könnten zudem für ein optimiertes Nährstoffmanagement und eine Verringerung landwirtschaftlicher Treibhausgasemissionen eingesetzt werden. In der Literatur werden z. B. die Einführung einer **Überschussabgabe für landwirtschaftliche Stickstoffemissionen** zur Förderung eines ausgeglichenen Nährstoffhaushalts diskutiert (SRU 2015), sowie verschiedene Optionen für ein **landwirtschaftliches Treibhausgas-Emissionshandelssystem** (Lünenbürger et al. 2013). Eine Förderwirkung für Biogas würde sich in den letztgenannten Fällen durch die Inwertsetzung der mit einer Güllevergärung verbundenen THG-Minderung ergeben.

3.6.1.3 Instrumente im Entsorgungssektor

Hinsichtlich der Verwertung der gesammelten biogenen Abfälle ist grundsätzlich die in § 6 KrWG festgeschriebene Abfallhierarchie von Bedeutung. Durch diese wird gesetzlich festgelegt, dass die (auch energetische) Verwertung der Abfälle Vorrang vor ihrer Beseitigung hat. Bei der Erfüllung der Verwertungspflicht hat gemäß § 8 KrWG - im Sinne einer Hochwertigkeit - diejenige Verwertungsmaßnahme Vorrang, die den Schutz von Mensch und Umwelt nach der Art und Beschaffenheit des Abfalls unter Berücksichtigung der in § 6 Absatz 2 Satz 2 und 3 festgelegten Kriterien²⁶ am besten gewährleistet.

Trotz der im Rahmen von Ökobilanzen – unter definierten Anforderungen - ermittelten ökologischen Vorteils vorgeschalteter Vergärungsstufen (Wiemer et al. 2018) wird der überwiegende Teil der biogenen Abfälle in Deutschland bislang nicht in Biogasanlagen genutzt (StaBa 2017). Eine Ursache hierfür kann in einer betriebswirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit der Kompostierung gegenüber der kombinierten energetischen und stofflichen Nutzung von Bioabfällen in den bisher realisierten Bestandsanlagen liegen. Die bisherige Finanzierung von Biogasanlagen über die Vergütungszahlungen des EEG

²⁶ Die entsprechenden Prüfkriterien beziehen sich auf die zu erwartenden Emissionen, das Maß der Schonung natürlicher Ressourcen, die einzusetzende oder zu gewinnende Energie sowie die Anreicherung von Schadstoffen z.B. in Erzeugnissen. In einem erweiterten Sinne sind zudem technische Möglichkeiten, wirtschaftliche Zumutbarkeiten und soziale Folgen zu beachten.

unterstützt daher die Umsetzung der vom KrWG geforderten möglichst hochwertigen Verwertung im Bereich biogener Abfälle. Entsprechend werden auf diese Weise Kosten des Entsorgungssektors durch Förderungszahlungen im Energiesektor getragen (Baur et al. 2016a). Ohne EEG-Finanzierung müsste die Umsetzung vorgeschalteter Vergärungsstufen – und damit eine hochwertige Verwertung – über den Entsorgungssektor (d.h. z.B. über die Abfallgebühr) finanziert werden. Unterstützend wäre dabei eine ordnungsrechtliche Verpflichtung der Entsorger zur **kombinierten energetischen und stofflichen Nutzung von Bioabfällen** sinnvoll, indem diese Verwertungsform **zum Stand der Technik** erklärt würde (Baur et al. 2016a).

Die Pflicht zur getrennten Sammlung überlassungspflichtiger Bioabfälle ist in § 11 Abs. 1 KrWG gesetzlich festgeschrieben. Der Gesetzgeber setzt damit die entsprechenden EU-rechtlichen Anforderungen der Abfallrahmenrichtlinie in nationales Recht um (BMUB 2015b). Allerdings wird diese Verpflichtung durch die Bedingung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit in § 7 Abs. 4 KrWG eingeschränkt. Trotz dieser grundsätzlichen Verpflichtung zur Getrenntsammlung biogener Abfälle finden sich im Restmüll im Durchschnitt jedoch hohe Anteile (30-40 Gew.-%) organischer Stoffe (Kern et al. 2010), sodass theoretisch weitere Potenziale für die Vergärung in Biogasanlagen bestehen. Durch **Anreize für eine bessere Getrenntsammlung biogener Haushaltsabfälle** könnte also eine bessere Substratverfügbarkeit für die Nutzung in Biogasanlagen geschaffen werden. Auf Ebene der Abfallerzeuger wäre ein möglicher Ansatzpunkt ein verbessertes Angebot von Sammlungsmöglichkeiten, die die Opportunitätskosten der Entsorgung von Bioabfällen aufseiten der Abfallerzeuger reduzieren würden. Dies könnte etwa durch die Bereitstellung von Bioabfalltonnen in Regionen, wo dies bislang nicht der Fall ist, eine stärker am Anfall orientierte Frequenz der Abholung von Bioabfällen, also z. B. häufigere Abholungen in Zeiten des Grünschnitts oder aber zentrale Sammelstellen mit ausgedehnten Öffnungszeiten geschehen. Daneben könnte eine **Änderung des Preisgefüges der Abfallgebühren** monetäre Anreize für eine bessere Getrenntsammlung auf Ebene der Abfallerzeuger setzen. Durch die relative Verbilligung der Entsorgung von Bioabfällen gegenüber der Entsorgung im Restmüll würde die getrennte Sammlung und Entsorgung biogener Abfälle für die Haushalte auch finanziell attraktiver (Kern et al. 2010). Gleichzeitig besteht bei einem solchen Ansatz aber auch das Risiko, dass die veränderten Anreize das Problem der Fehlwürfe in den Bereich der Bioabfälle verschieben.

Schließlich könnte auch ein ordnungsrechtlicher Ansatz für den Umgang mit Straßenbegleitgrün gewählt und die **energetische Nutzung des Mahdguts von Straßenbegleitgrün verpflichtend** gemacht werden. Dies wurde z.B. für Belgien vorgeschlagen. Problematisch ist in diesem Zusammenhang eine generelle Definition des Straßenbegleitgrüns als Abfall, die in mehreren EU-Staaten existiert und jegliche Verwertung ver-

hindert und zunächst geändert werden müsste. Weiterhin können tatsächliche Verunreinigungen des Straßenbegleitgrüns zu einer Kontamination der Gärreste führen. Portugal schlägt hier eine Einteilung in Qualitätsklassen vor. Daher können auch wirtschaftliche Anreize an Anlagenbetreiber notwendig sein. Die verschiedenen Vorschläge, die im Rahmen eines Forschungsvorhabens gemacht wurden, wurden bisher nicht aufgegriffen (Bolzonella et al. 2016; AA und VV 2014)

Bioabfallanlagen können oftmals zu geringen Kosten Biogas erzeugen als landwirtschaftliche Biogasanlagen. Aus diesem Grund könnten die Anlagen im Rahmen eines Power Purchase Agreement direkt Strom vermarkten. Dies stellt eine Möglichkeit der direkten Refinanzierung dar (vgl. für Altholzheizkraftwerke Baur et al. 2019).

3.6.2 Grundsätzliche Finanzierungsmöglichkeiten zur Minderung von THG-Emissionen

Die folgenden Abschnitte geben einen Überblick über derzeit vorhandene und grundsätzlich mögliche Finanzierungsoptionen die entweder explizit oder in indirekter Form die Minderung von THG-Emissionen adressieren.

3.6.2.1 Vorhandene Finanzierungsoptionen

Die vorhandenen Finanzierungsmöglichkeiten lassen sich grob in drei Teilbereiche untergliedern (i) Einspeisesysteme, (ii) Quotensysteme und (iii) Zertifikatesysteme. Im Folgenden werden die vorhandenen Finanzierungsmöglichkeiten entsprechend ihrer Bereichszuordnung kurz erläutert.

1. Im Rahmen der Einspeisesysteme wirkt auf nationaler Ebene das Gesetz für den Vorrang und Ausbau Erneuerbarer Energien indirekt auf die Reduzierung nicht-energiebedingter Emissionen ein - sowohl durch die Einführung des Güllebonus (nach EEG 2009) als auch durch die Einführung der Regelungen zu Güllekleinanlagen (ebenfalls nach EEG 2009).
2. Eine Möglichkeit im Bereich der Quotensysteme stellt das Biokraftstoffquotengesetz (BioKraftQG) dar, wobei für den Bereich Biogas hier der Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor berücksichtigt wird. Weiterhin werden vermiedene THG-Emissionen aus dem Wirtschaftsdüngermanagement adressiert, wodurch Wirtschaftsdünger-basierte Systeme in der Regel ein sehr hohes Minderungspotenzial aufweisen. Durch die THG-bezogene Kraftstoffquote in Deutschland (nach BioKraftQG) entsteht somit für diese Systeme ein direkter Wettbewerbsvorteil im Bereich der Kraftstoffe. Eher indirekt wirkt die Förderung von fortschrittlichen Biokraftstoffen auf Basis von Rest- und Abfallstoffen und

die durch ihre Bereitstellung unterstellte hohe THG-Minderung durch die Möglichkeit der Mehrfachanrechnung.

3. Eine internationale Finanzierungsmöglichkeit im Bereich der Zertifikatesysteme sind die GREEN CERTIFICATES MECHANISMS, die z.B. in Wallonien (Belgien) angewendet werden. Diese Mechanismen beruhen auf dem Konzept, dass vermiedene CO₂-Emissionen in Vergleich zu einem fossilen Referenzsystem gesetzt werden (465 kg vermiedene CO₂-Emissionen = 1 GREEN CERTIFICATE). Für die Berechnung der THG-Minderung werden Default-Werte verwendet, welche eine Durchschnittsbetrachtung der jeweiligen Technologien darstellen und z. B. für biogasbasierten Strom etwaige THG-Minderungen durch den Einsatz von Wirtschaftsdüngern nicht enthalten. Durch eine Bilanzierung anhand tatsächlicher Daten könnte die THG-Minderung auch innerhalb einzelner Technologien Förderanreize setzen.

3.6.2.2 Mögliche Finanzierungsoptionen

Im Emissionshandelssystem der EU werden die Emissionen aus Bioenergie nicht auf der Grundlage eines Lebenszyklusansatzes berechnet, der umfassende Massen- und Energiebilanzen aller Prozessschritte umfasst, sondern diese werden im Rahmen des EU-ETS mit Null bewertet, so dass die Nutzer von Biomethan keine Emissionszertifikate für die Menge des eingesetzten Biomethans benötigen. Wenn Bioenergie in diesem Zusammenhang mit Null bewertet wird, werden Unterschiede in der spezifischen THG-Minderung von Biomethan-Wertschöpfungsketten vernachlässigt.

Würde man jedoch THG-Minderungseffekte aus vorgelagerten non-ETS Sektoren wie dem Agrarsektor durch den Einsatz von Wirtschaftsdüngern in Biogas- Biomethananlagen in die Bilanz mit einbeziehen, würden sich innerhalb des EU-ETS daraus Vorteile

für emissionsmindernde Maßnahmen ergeben (Millinger et al. 2017), wie in Abbildung 7 dargestellt.

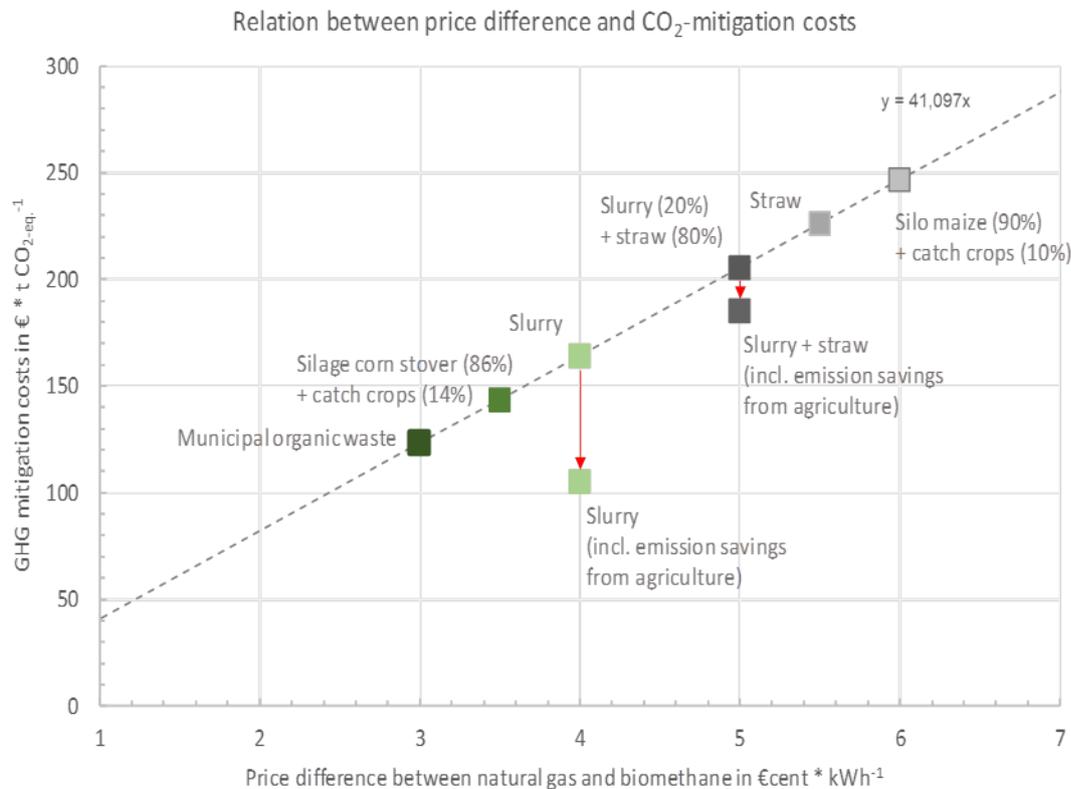


Abbildung 7: CO₂-Vermeidungskosten in Relation der Preisdifferenzen verschiedener Biomethan-pfade im Vergleich zu Erdgas; unter der Annahme, dass THG-Emissionen aus Biomethan im EU-ETS mit Null bewertet werden. Für Biomethan aus Gülle und Gülle + Stroh wurde hier der THG-Vorteil aus der Vermeidung von Methanemissionen aus der Lagerung von Gülle (Gülleguthaben) berücksichtigt (Millinger et al. 2017)

3.6.3 Weitere Refinanzierungsmöglichkeiten

Erfolgt eine teilweise Refinanzierung der Biogasanlage über die Wasserabgabe oder direkt über die Wasserwerke, so ergibt sich die Möglichkeit, direkt auf das Ausbringen der Gärreste Einfluss zu nehmen. Wasserwerke im ländlichen Raum mit hoher Belastung des Gewässers und des Grundwassers sind bei einer zu hohen Nitratbelastung erheblich durch Kosten zur Aufbereitung des Wassers belastet. Alternativ zur technischen Aufbereitung des Wassers können auch Wasserbelastungen durch ein verändertes Management der Ausbringung von Wirtschaftsdünger reduziert werden. Hierzu bedarf es zum einen eines Managementplanes des Ausbringens der Dünger, zum anderen bieten gerade in Wasserschutzgebieten die Biogasanlagen die Möglichkeit einer

Hygienisierung der Gärreste. Durch dieses Wirtschaften lassen sich sehr gute Ergebnisse bzgl. der Grenzwerte im Grundwasser erzielen (Waid 2009). Dadurch können direkt Gelder zur Investition in Biogasanlagen bereitgestellt werden.

3.7 Zusammenfassung: Kapitel 3

Der Abschnitt 3.3 hat gezeigt, dass Biogas als limitierte aber vielseitig verwendbare Ressource (Nutzungskonkurrenzen) zukünftig in höherwertigen Verwendungen eingesetzt werden wird. In der Stromerzeugung sind dies überwiegend die flexible Residuallast und die Systemdienstleistungen. Eine erhöhte Wärmenutzung kann durch den Anschluss an Wärmenetze – auch im ländlichen Raum – und im Wege der Gasaufbereitung auch durch den Anschluss an Gasnetze erfolgen. Letzteres ist auch für neue Anwendungen im Verkehrssektor wichtig (Beimischung) und weist auf die besondere Rolle von Biogas in der Sektorenkopplung hin. Mit der Gasproduktion als Kern (Methan und CO₂), die sowohl energetisch als auch stofflich genutzt werden kann und zur Energieversorgungssicherheit beiträgt, verbinden Biogasanlagen sämtliche Sektoren und weisen über das bisherige Verständnis der Sektorenkopplung (Stromsenke) hinaus. Damit Biogas zukünftig diese Wirkungen entfalten kann, ist im Hinblick auf ein faires Wettbewerbsfeld (level-playing field) ein ökonomisch-regulatorischer Rahmen notwendig, der die Kosten-Nutzen-Relation des Biogases im Vergleich zu anderen erneuerbaren Technologien angemessen widerspiegelt.

Der Abschnitt 3.4 hat die hohe Bedeutung von Biogasanlagen für die naturwissenschaftlich-agronomischen Prozesse dargelegt. Insbesondere haben Art und Management des Substratanbaus entscheidende Effekte auf fast alle Wirkbereiche mit landwirtschaftlichem Bezug. Dies betrifft den übergreifenden Wirkbereich *Boden*, wo Auswirkungen vor allem auf die Bereiche Nährstoffmanagement und Gewässerschutz sowie Erosionsschutz vorhanden sind. Bei der Fruchtfolge ist der Fokus auf Silomais nicht immer negativ, er kann aber auch durch alternative Anbaukulturen ersetzt werden. Im Bereich Gärrestenutzung können Biogasanlagen insb. in Regionen geringer Viehdichte zur Nährstoffversorgung bzw. zum Schließen des Nährstoffkreislaufes beitragen. Im übergreifenden Wirkbereich *Landnutzung und Ökosystemleistung* hätte ein erweitertes Spektrum an Energiepflanzen im Wirkbereich Biodiversität und Grünlandschutz positive Wirkungen auf Biodiversität und Artenvielfalt sowie auf Ökosystemleistungen. Im Wirkbereich Tourismus und Erholung können durch die Pflege offener Kulturlandschaften (Nutzung von Grasaufwuchs als Substrat) Synergien aus Naturschutz, Imkerei, Tourismus und Biogasanlagen erzeugt werden. Im übergreifenden Wirkbereich *Verwertung und Entsorgung* können Biogasanlagen zur hochwertigen Verwertung kommunaler und privater organischer Abfälle gemäß KrWG beitragen. Das EEG trägt dabei zur Dämpfung der Entsorgungskosten und damit zur Entlastung der Abfallgebühr bei. Im Wirkbereich *Wirtschaftsdünger* liefern Biogasanlagen mit Gärresten

eine biologische Alternative zu Mineraldünger für den Ökolandbau und für landwirtschaftliche Betriebe ohne Viehhaltung. Weiterhin kann dies auch für die Ressourcenpolitik genutzt werden, da es sich um ein biologisches Recyclingsystem für Phosphor handelt, das gezielt als Substitut für Phosphorimporte – und damit Mineraldüngerimporte – genutzt werden kann. Im Wirkungsbereich *nicht-energetische Treibhausgasreduktion* können die Vorketten-Emissionen der Anbaubiomasse durch verringerten Stickstoffdünger- und Treibstoffeinsatz gesenkt werden. Weiterhin können Methan- und Lachgasemissionen (sowie Ammoniakemissionen) von Wirtschaftsdünger durch die Verwendung als Gärsubstrat gesenkt werden.

Der Abschnitt 3.5 hat gezeigt, dass gesamtwirtschaftliche Nettoeffekte nicht eindeutig abschätzbar und vom Referenzszenario abhängig sind. Zumindest bei der Reaktivierung stillgelegter Flächen kann jedoch von positiven Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekten ausgegangen werden. Bei einer Bruttobetrachtung bestehen deutliche positive Effekte bei Beschäftigung und Wertschöpfung. So wird die Beschäftigungswirkung für Jahr 2012 auf ca. 68.000-128.000 Vollzeitäquivalente geschätzt, je nachdem, ob hauptsächlich von einer Reaktivierung stillgelegter Flächen oder von Verdrängung anderer Nutzungen ausgegangen wird. Im Fall der Reaktivierung liegt die Zahl allein für Biogas bei ca. 50.000 (Daten für den anderen Fall nicht vorhanden). Die Wertschöpfung für die gesamte Bioenergie lag 2012 bei angenommener Verdrängung anderer Nutzungen bei 6.800 Mio. €. (Daten für Biogas nicht vorhanden) Diese fallen im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien bei der Bioenergie in höherem Maße in der Nutzungsphase an (Zahlen für Biogas sind im Falle der Wertschöpfung nicht verfügbar). So liegen die Anteile der Wertschöpfung während der Nutzungsphase für die Stromerzeugung aus Bioenergie bei 70 % und für die Wärmeerzeugung bei 78 %. Externe Nutzenwirkungen (deren Internalisierung durch entsprechende Instrumente zu Wohlfahrtssteigerungen führen könnte) können beim NawaRo-Anbau in den Wirkungsbereichen Landnutzung und Ökosystemleistung (insb. Biodiversität und Grünlandschutz) sowie Nährstoffmanagement (insb. Gewässerschutz) durch eine bewusste an den Nutzenwirkungen orientierte Auswahl der Energiepflanzen und Anbaumethoden adressiert werden. Im Wirkungsbereich Verwertung und Entsorgung können durch die Schließung von Nährstoffkreisläufen und eine - durch kombinierte stofflich/energetische Verwertungspfade - optimierte Nutzungseffizienz positive Wirkungen erzeugt werden.

4 Analyse naturwissenschaftlich-agronomischer Wirkbereiche von BGA

4.1 Boden

Durch Abwasser, Industrieprozesse und durch die Landwirtschaft werden vermehrt Nitrat, Nitrit, Phosphor und PSM-Wirkstoffe in **Gewässer**²⁷ eingetragen. Zur Einhaltung der WHO-Richtwerte müssen Wasserversorger diese Stoffe zur Trinkwasserversorgung herausfiltern. Dies geschieht durch teilweise kostspielige Verfahren. Die Europäische Wasserrahmenrichtlinie hat als Ziel den Schutz und die Verbesserung des Zustandes aquatischer Ökosysteme und des Grundwassers so wie die Reduzierung der Grundwasserverschmutzung. Die Vorgaben der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie müssen in das nationale Recht der Mitgliedsländer übernommen werden. Dies wurde beispielsweise mit der Düngeverordnung (in Kraft seit 02. Juni 2017) umgesetzt. Somit wird durch ein angepasstes Nährstoffmanagement dazu beigetragen, dass die Kosten zur Trinkwasseraufbereitung nicht stetig weitersteigen.

Die Verunreinigung der Gewässer geht zumeist einher mit einer starken Belastung der **Böden**. Daher profitieren diese ebenfalls von einem verbesserten Nährstoffmanagement. Des Weiteren ist die Nutzung von Gärresten vorteilhaft für die Beschaffenheit von Böden. Die Humusbildung kann vor allem durch feste Gärresten unterstützt werden. Zudem ist die Düngewirkung von festen und flüssigen Gärresten nicht zu unterschätzen, da viele Nährstoffe besser pflanzenverfügbar sind als bei reinen Wirtschaftsdüngern. Vorteilhaft ist die Verwendung von Gärresten zur Düngung, da somit auch mineralische Düngemittel eingespart werden können.

4.1.1 Nährstoffmanagement

4.1.1.1 Gewässerschutz

Dies entspricht auch der Größenordnung der Studie des Umweltbundesamtes (UBA 2017), die 640 Mio. – 1,1 Mrd. Euro pro Jahr Kosten der Landwirtschaft aus der Folge der Wasserverunreinigung zuschreibt. Auch in Frankreich wurden Kosten in ähnlicher Größenordnung ermittelt (767 Mio. Euro pro nach Maurel 2011). Dabei gilt es, den Spagat zwischen der Ertragssicherung bei den Agrarprodukten und dem Wasserschutz zu schaffen. Im Bereich der Energieproduktion sind hier die Stellschrauben etwas weiter als in der klassischen Nahrungsmittelproduktion. So können „problematische“ Substrate durch andere, gewässerschonende Substrate ersetzt werden. Dabei ist entscheidend, wieviel das „neue“ Substrat kostet und wie hoch der entsprechende

²⁷ Im Rahmen des INTEREG-Projektes Perséphone wurde in einer Befragung in der Großregion SaarLorLux die Wirkung zwischen Biogasanlagen und Gewässern erhoben. Teilergebnisse wurden auf dem Gemeinschaftsstand der FI(ex)perten auf der BiogasConvention in Nürnberg von Laub und Bur 2017 vorgestellt.

Gasertrag ist. Im Vergleich zeigt sich, dass die meisten Anbausubstrate/-mischungen höhere spezifische Kosten (ct/kWh_{el}) verursachen als die Referenzpflanze Mais. Dabei hat der Mais einen hohen Stickstoffbedarf. Wenn man davon ausgeht, dass bei der Düngung bis zu 25 % der Düngergabe ausgewaschen werden können, ist eine Reduktion des Maisanbaus für Wasserwerke und Getränkehersteller von großer Bedeutung.

Die Aufbereitungskosten für ein Wasserwerk sind primär abhängig von der Belastung des Wassers bzw. von der enthaltenen Nitratmenge. Je nach Berechnungsansatz und Region liegen diese zwischen 2 und 180 €/ha*a Ackerland (Pertagnol 2019). Durch einen geänderten Substratanbau können die Kosten der Wasseraufbereitung bis zu 25 % gesenkt werden, was eine Einsparung von 0,5 – 45 €/ha Ackerland bedeuten würde (Pertagnol, 2019). Als Erlös bei einer 500 kW_{el} Biogasanlage wären dies bei einer Umstellung von Mais auf einen gewässerschonenden Substratmix zwischen 0,003 - 0,25 ct/kWh. Dieser Wert reicht jedoch nicht, um den Verlust durch den geringeren Gasertrag pro Flächeneinheit und die zusätzlichen technischen Investitionen auszugleichen. Damit bei einer Anlage kein wirtschaftlicher Verlust entsteht, müssten mindestens 1 ct/kWh_{el} gezahlt werden. Das wäre möglich, wenn ein Wasserwerk Aufbereitungskosten von 700 €/ha*a Ackerland hätte oder ein Getränkehersteller bezahlt die Differenz-Kosten, um sicherzustellen, dass die Nitratwerte auch in Zukunft nicht zunehmen. Eine Hochskalierung auf ganz Deutschland ist auf Grund der regional unterschiedlichen Anbaubedingungen nicht sinnvoll.

4.1.1.2 Gärrestnutzung

Gärrest bietet als Wirtschaftsdünger einige Vorteile. So kann im Vergleich zu Gülle eine verbesserte Pflanzenverfügbarkeit möglich sein. Bedingt durch seinen geringeren TS-Gehalt dringt er zudem schneller in den Boden ein. In diesem Zustand ist aber der Gärrest nur im nahen Umkreis einer Biogasanlage vermarktungsfähig. Zudem ist in Regionen mit einer hohen Anzahl an Biogasanlagen oder Viehbestand ein Verkauf von Gärrest normalerweise nicht gegeben. Für eine Vermarktung über größere Distanzen muss der Gärrest zunächst separiert und getrocknet werden.

Abhängig vom Aufkommen an Gülle ergeben sich lokale Überschussgebiete. Ein solcher Zusammenhang wurde etwa in Niedersachsen festgestellt, wobei sich dort die Situation auf Landkreisebene unterschiedlich darstellt (Landwirtschaftskammer Niedersachsen 2018). Andererseits steigt durch die Vergärung von Gülle die Transportwürdigkeit von Wirtschaftsdünger, was einen regionalen Nährstoffausgleich prinzipiell erleichtert (KLU 2013). Im Vergleich zu Gülle weisen Gärreste zudem Vorteile als Düngemittel auf, sowie einen niedrigeren Keimgehalt und verringerte Geruchsbelastung (Nitsch et al. 2008). Allerdings stellen die Heterogenität der Gärrestzusammensetzung und insbesondere starke Schwankungen beim Stickstoffgehalt Herausforderungen für die Düngeplanung dar (Nitsch et al. 2008; Haag 2016; Herbes et al. 2017). Dies ist bei

Schätzungen des Umfangs, in dem mineralische Düngemittel potenziell durch Gärreste ersetzt werden, zu berücksichtigen. Bei der Stickstoffwirksamkeit wird von einem Mineraldüngeräquivalent von 60–85% ausgegangen (FNR 2011). Zudem ist die Vorkhaltung ausreichender Lagerkapazitäten notwendig, um dem zeitlichen Nährstoffbedarf unterschiedlicher Kulturen Rechnung zu tragen (FNR 2011).

Im Bereich der Separierung besteht zum einen die Möglichkeit einer Pressschnecken-separation, die je nach Auslastung Kosten von ca. 0,8 – 2,00 €/m³ Gärrest verursacht. Mit 2-3 €/m³ ist die Nutzung einer Dekanterzentrifuge zwar teurer, sie verfügt aber über eine bessere Abscheidungsleistung. Das Trocknen der Gärreste mittels Trommel-, Band- oder Schubwendetrockner ist nur ökonomisch umsetzbar, wenn ein Wärmeüberschuss vorhanden ist, der sonst nicht genutzt werden kann und zudem eine KWK-Förderung in Anspruch genommen werden kann. Die dadurch entstehenden Kosten liegen bei ca. 2 – 3 €/t. (KTBL- Heft 117, 2017)

Der theoretische Düngewert von unaufbereitetem Gärrest liegt zwischen 5,90 €/m³ FM (top agrar 2013, S. 115) und 11,10 €/m³ FM (Lorenz et al. 2017, S. 10). Damit liegt der Erlös zwischen 2,90 €/m³ und 10,30 €/m³ für separierten Gärrest ab Biogasanlage.

4.1.2 Erosionsschutz

Mais wird als Reihenkultur angebaut und fördert daher die Bodenerosion. Wie in Kapitel 3.4.1.3 beschrieben, kann es je nach Anbauverfahren zu Auswaschungen bis hin zu flächenhaften Erosionsschäden kommen. Pimentel et al. (1995) haben in einer Studie für die USA eine Ertragsminderung von 20 % in 20 Jahren zugrunde gelegt, was bei einer von Ihnen durchgeführten Hochrechnung zu Gesamtkosten für die Volkswirtschaft der USA in Höhe von jährlich 43,9 Mrd. \$ allein durch Bodenerosion führt.

Doleschel und Heißenhuber (1991, 190 ff.) zeigen am Beispiel Bayern, dass durch die Erosion von 8 t Boden/ha*a insgesamt 15,3 Mio. €/Jahr Kosten für Bayern durch Sedimentbereinigungen entstehen. Umgerechnet auf das Ackerland in Bayern sind dies Kosten von rund 7 €/ha und Jahr. Dabei wurde aber der gesamte Ackerbau und nicht ausschließlich der Anbau von Energiepflanzensubstraten betrachtet.

Bei Annahme der genannten Größe von 7 €/ha Ackerland und Jahr würden sich für Deutschland mit 11,8 Mio. ha Ackerland (2017) Kosten von 82,6 Mio. € ergeben. 2017 wurde auf 2,1 Mio. ha Mais angebaut (Statistisches Jahrbuch 2018). Unabhängig von der Verwendung des Maises würden für diese Fläche Kosten für die Sedimentbereinigungen von 14,7 Mio. € entstehen.

4.1.3 Fruchtfolge

Wie bereits in Kap. 2.4.1.4 beschrieben, gibt es bei dem Anbau von Mais das in einigen Regionen Deutschlands auftretende Problem der „Vermaisung“. Die Veränderung des

Landschaftsbildes durch die verstärkte Nutzung von Biogas kann dabei durch die resultierende Monotonie Auswirkungen auf den Tourismus haben. So könnte durch den Anbau von Energiepflanzen (eventuell durchwachsene Silphie), Blühstreifen um Maisfelder oder die Nutzung von Wildblumen, ein Beitrag zur Erhaltung bzw. zur Gestaltung des Landschaftsbildes geleistet werden. Insofern wäre denkbar, z.B. durch Abgaben im Rahmen des Tourismus (Kurtaxe/Fremdenverkehrsgebühr) den Anbau Landschaftsbild-fördernder Energiepflanzen zu unterstützen.

Durch die hohe Anzahl an verfügbaren Kulturen für den Energiepflanzenanbau kann Mais zum Teil ersetzt werden (Kappenstein-Machan und Weber 2010). So gibt es Blümmischungen, die zum Teil gute Vorfruchtwerte haben, aber auch als Substrat in der Biogasanlage genutzt werden können. Je nach Region werden auch Zuckerrüben für die Biogasproduktion angebaut, die eine komplexe Fruchtfolge voraussetzen.

Beim Anbau von mehrjährigen Pflanzen ist zu unterscheiden, wie lange diese auf einem Feld genutzt werden. So sind Ackergräser, die auch der Biogasproduktion dienen, bis maximal fünf Jahre auf einer Fläche nutzbar. Der Nutzungszeitraum von durchwachsener Silphie beträgt 10 Jahre und länger. Besondere Vorteile hat dies für die bereits erwähnten erosionsgefährdeten Flächen, da hier die Pflanzendecke ganzjährigen Schutz bietet. Als Hemmnis im Marktfruchtanbau führt eine so lange Flächenbelegung aber zu dem Risiko nicht schnell auf wirtschaftliche Entwicklungen reagieren zu können.

Ökosystemfunktionen von Grünlandstandorten können zu Teilen auf Standorte mit einer Mais-Gras-Fruchtfolge übertragen werden (Taub und Hermann 2009). Des Weiteren können die N-Verwertungseffizienz und die N-Bilanz von Mais in der Fruchtfolge im Vergleich zum Monokulturanbau gesteigert werden.

In den Langzeitsimulationen von Weik et al. (2011) wird gezeigt, dass eine Fruchtfolge aus Mais, Winterweizen und Winterroggen einer Monokultur aus Mais, in Gebieten mit geringer Bodenerosionsgefährdung vorzuziehen ist. Vorteile liegen hier neben der geringeren Nitratauswaschung und der geringeren Bodenerosion auch bei der Humusbilanz. Noch größere Vorteile in diesen Bereichen haben Dauerkulturen, die als Energiepflanzen dienen.

4.2 Landnutzung und Ökosystemleistung (ohne THG-Reduktion)

4.2.1 Biodiversität & Grünlandschutz

Biodiversität als Ökosystemdienstleistung ist ein wichtiger Aspekt für das menschliche Wohlergehen, da sie zur Stabilisierung von ökologischen Prozessen beiträgt. Die Produktion von Biogas kann zu einer Erhaltung/Förderung von Biodiversität beitragen,

wenn – im Vergleich zu konventionellen Marktfrüchten - auch alternatives Material z.B. von Wildblumenwiesen, Grünland u.a. als Substrat in Biogasanlagen genutzt wird.

Wie in Abschnitt 3.4.2.1 bereits erwähnt, steht die Biogasproduktion, insbesondere mit dem intensiven Maisanbau, hinsichtlich der Biodiversitätskriterien in der Kritik. Jedoch besteht bei einer Biogasanlage die Möglichkeit, auf ein großes Repertoire an Inputpflanzen zurückzugreifen. Darunter können auch Pflanzen fallen, die z.B. für die heimischen Nutztiere ungenießbar sind. Als Beispiel sei hier das Jakobskreuzkraut genannt. Hierbei handelt es sich um eine Pflanze, die für Mensch und Tier giftig und zudem eine in Deutschland atypische Pflanze ist. Diese gilt es daher zurückzudrängen. Dabei kann das Pflanzenmaterial in der Biogasanlage genutzt werden (Neitzke und Berendonk 2001).

Der Anbau von Blühpflanzen, die primär der Artenvielfalt von Insekten zugutekommen sollen, wird in mehreren Regionen bereits genutzt. Ein erstes marktreifes Konzept ist die Vermarktung von sogenanntem Bienenstrom (Klasen 2018). Hierbei zahlt der Stromkunde je verbrauchte Kilowattstunde Strom einen Cent zusätzlich. Dieses Geld kommt der Strom produzierenden Biogasanlage zugute, die sich im Umkehrschluss verpflichtet, pro ca. 7 kWh einen Quadratmeter Blühfläche anzubauen. Auf diese Weise wird neben der Artenvielfalt auch der mögliche Ertrag von Bienenhonig gefördert. Ebenfalls der Erhöhung der Artenvielfalt dient in der Modellgemeinde „Biodiversität Tannesberg“ der Anbau von Blühflächen zur späteren Nutzung in Biogasanlagen. In diesem Model werden die Kosten für das Saatgut bis zu einem Betrag von 300 €/ha vom bayrischen Jägerverband übernommen (Inn 2012).

Die genannten Beispiele sind bezüglich ihre Maßnahmen stark regional gebunden und derzeit noch nicht für Deutschland in Gänze umsetzbar. Je nach Blühfläche wird diese zudem nur einjährig genutzt. Als weitere Substratpflanze hat sich in den letzten Jahren die Durchwachsene Silphie etabliert. Diese zeigt nur einen geringfügig niedrigeren Gasertrag als Mais, bietet dafür aber viele Vorteile im Erosionsschutz, beim Einsatz von Pflanzenschutzmittel und bei der Förderung der Artenvielfalt. Beim Pflanzenschutz ist nur im Anbaujahr eine Herbizidgabe notwendig (Gansberger et al. 2015; Biertumpfel und Conrad 2013; TLL 2013). Insbesondere durch die Mehrjährigkeit werden nicht nur oberirdische Arten gefördert, sondern es wurde auch die Zunahme von Bodenlebewesen nachgewiesen (Dauber et al. 2016). Auch die Ackerbegleitflora ist relativ artenreich, wobei dies stark von Standortfaktoren beeinflusst ist und sehr in ihrer Zusammensetzung variiert.

Plankl et al. 2010 (2010) zeigten in ihrer Auswertung von ca. 80 Studien, dass von Seiten der Verbraucher (Strom) wie auch der Verbände eine Bereitschaft zu Zahlungen nicht marktgängiger Leistungen bestehe, diese aber nur für einzelne Regionen zähle und eine Verallgemeinerung oder Hochrechnung der Ergebnisse nicht möglich

sei. Auch eine zu hohe finanzielle Aufwendung zur Umsetzung von Biodiversitäts-fördernden Maßnahmen kann nach Meyerhoff et al. (2012) dazu führen, dass Ziele nicht umgesetzt werden.

4.3 Verwertung & Entsorgung

4.3.1 Bio- und Grüngut

Abfallanlagen haben auch im aktuellen EEG eine Sonderstellung und sollen auch in Zukunft weiter gefördert werden. Voraussetzungen sind, dass mindestens 90 Masseprozent Bioabfall im Sinne der Abfallschlüsselnummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung eingesetzt werden. Zudem muss der Vergärung eine Nachrotte nachgeschaltet und der nachgerottete Gärrest stofflich verwertet werden. Konzepte, in denen bestehende NawaRo-Anlagen technisch umgerüstet werden und nur einen bestimmten Anteil (< 80 %) an Abfall verwerten sowie den Strom außerhalb des EEG einspeisen, sind nicht wirtschaftlich tragfähig. Größter Einflussfaktor sind die Substratkosten bzw. der Substraterlös sowie die Kosten für die Aufbereitung des erfassten Biogutes.

Die Finanzierung von Aufgaben, welche im Kontext des KrWG durch öffentlich-rechtliche Entsorgungsträger erbracht werden, erfolgt über Abfallgebühren, deren Gestaltung auf landesrechtlicher Ebene durch die jeweiligen Abfall- sowie Kommunalabgabengesetze geregelt ist. Neben der Umsetzung der Ziele des KrWG – was durch entsprechende finanzielle Anreize ermöglicht werden soll – werden hierbei insbesondere das Äquivalenz- sowie das Kostendeckungsprinzip adressiert. Übertragen auf das Biogut soll dementsprechend eine hochwertige Verwertung über die Gebühren in kostendeckender Form finanziert werden. Als hochwertig wird dabei gemäß Wiemer et al. (2018) die stofflich/energetische Verwertung in Form einer Vergärungsanlage mit nachgeschalteter Kompostierung erachtet. Wie in Abschnitt 2.4.3 dargestellt, wird über diese Verwertungsform bisher jedoch nur ein Viertel des erfassten Biogutes verwertet, die restlichen 75 % werden lediglich kompostiert. Ein wesentlicher Grund dafür liegt – neben der komplexeren Technik sowie der heterogeneren Rahmenbedingungen - in den unterschiedlichen spezifischen Behandlungskosten, welche bei einer reinen Kompostierung in einer Größenordnung von 30 – 50 €/t liegen (Kern et al. 2010) und bei einer vorgeschalteten Vergärung – je nach technischer Ausführung und Durchsatzkapazität – zu Zusatzkosten (ohne Energieerlöse) von ca. 40 €/t führen können. Das EEG führt hier – wie bereits dargestellt – zu einer Kostendämpfung, indem eine Konkurrenzfähigkeit zwischen der reinen Kompostierung und einer stofflich/energetischen Verwertung hergestellt und damit der Gebührenzahler im Kontext einer Umsetzung hochwertiger Verwertungsverfahren entlastet wird. Wird die Kostendämpfung – wie in Kapitel 2.4.3 hergeleitet – im Sinne einer groben Abschätzung auf die insgesamt im

Jahr 2017 in Deutschland erfassten 4,9 Mio. t Biogut übertragen, ergibt sich ein Kostendämpfungspotenzial und damit eine Entlastung der Abfallgebühr um ca. 170 Mio. €/a. Problematisch hinsichtlich des weiteren Ausbaus der Vergärungsanlagen könnte die seit dem EEG 2017 erforderliche Teilnahme an Ausschreibungen sein. Insbesondere private Investoren haben hier ein hohes Risiko, da sie sowohl eine energie- als auch eine abfallwirtschaftliche Ausschreibung gewinnen müssen.

Im öffentlich-rechtlichen Bereich erfasstes Grüngut – also Material aus privaten Gärten oder aus Garten- und Parkanlagen – kann mit seinen krautigen Anteilen theoretisch ebenfalls in Vergärungsanlagen behandelt werden. Allerdings sind hier angesichts der – im Vergleich zum Biogut – signifikant geringeren Gaserträge sowie der geringeren Erlösperspektiven bei der Abfallannahme kaum wirtschaftlich tragfähige Lösungen darzustellen. Mono-Vergärungsanlagen für Grüngut sind daher kaum bekannt, in Einzelfällen²⁸ wurden Anlagen bei Anrechnung des Landschaftspflegebonus auf der Grundlage des EEG 2009 erreicht. Aktuelle Planungen setzen Grüngut im Teilstrom entweder saisonal in der Vergärungsstufe oder als Strukturmaterial in der Nachkompostierung ein.

Letztendlich stellt sich die Frage, ob es nicht sinnvoller wäre, vergärbare biogene Abfälle komplett aus dem EEG rauszunehmen und dafür über einen abfallrechtlich definierten Stand der Technik hochwertige Verwertungsverfahren einzufordern.

4.3.2 Landschaftspflegematerial

In vielen Regionen in Deutschland fallen Landschaftspflegematerialien an. Dabei ist zu unterscheiden, ob es Landschaftspflegematerialien im landwirtschaftlichen Bereich sind, oder ob das Material unter das Abfallgesetz fällt und somit als Grüngut nur in einer Abfallanlage entsorgt werden darf (s.o.). Im Falle, dass das Material von einer landwirtschaftlichen Fläche kommt, müssen wie auch schon für die Verwertung von Mist, zusätzliche technische Maßnahmen durchgeführt werden. Beispielsweise muss das Material bei der Ernte stark zerkleinert und darauf geachtet werden, dass sich im Fermenter keine Schwimmschichten bilden.

Im Vergleich zu Mist ist der Methanertrag von Landschaftspflegematerialien wesentlich geringer. Somit muss neben den zusätzlichen technischen Veränderungen an der Biogasanlage auch der geringere Gasertrag finanziell ausgeglichen werden. Des Weiteren dürfen auf die meisten Landschaftspflegeflächen keine Gärreste mehr ausgebracht

²⁸ Z.B. Anlage der BBG Donau-Wald in Regen/Bayern

werden, wodurch zusätzliche Kosten für die Abnahme des Gärrestes entstehen können.

Durch den Rückgang der Rinderbestände in Deutschland kann die energetische Nutzung der Grünlandflächen mit dazu beitragen das Landschaftsbild und die ökologisch wertvollen Flächen zu erhalten (Letalik et al. 2015).

4.3.3 Wirtschaftsdünger

Auf Grund der sehr unterschiedlichen Zusammensetzungen von Gärresten sind die erzielbaren Preise stark vom Zielmarkt und vom regionalen Kontext abhängig, insbesondere davon, ob es sich um eine Region mit Nährstoffüberschuss oder -bedarf handelt. Dahlin et al. (2015) nennen beispielsweise Preisspannen von -15 €/m³ bis 5 €/m³ für unbehandelte Gärprodukte, und Preise von 0 bis 100 €/t für an Großkunden verkaufte Gärrest-Pellets und -Kügelchen. Beim Vergleich mit anderen Entsorgungsoptionen schließlich empfiehlt es sich, ggf. notwendige zusätzliche Aufwendungen für weitere Entsorgungsschritte (z. B. Weiterverarbeitung von Gärresten zu Kompost) zu beachten.

4.3.3.1 Güllelager

Biogasanlagen stellen derzeit – neben ihrer energiewirtschaftlichen Funktion – aus baulicher Sicht einen großen Lagerraum für Gülle und Mist dar, der bei einem Rückbau der Anlagen bzw. ohne diese Anlagen kompensiert werden müsste. Im Schnitt werden in einer NawaRo-Anlage zwischen 31,5 % und 53,5 % Exkremete eingesetzt (Daniel-Gromke et al. 2017). Hinzu kommen Güllekleinanlagen, die mindestens 80 % Gülle einsetzen.

Bei der Annahme, dass eine Anlage 25 Masseprozent Gülle und 11 Masseprozent Festmist einsetzt und der Investitionsbedarf für einen Rundbehälter aus Betonfertigteilen rund 35 €/m³ (KTBL 2015) beträgt und für eine Festmistplatte 65 €/m² (KTBL 2013) angesetzt werden muss, ergeben sich für Deutschland hinsichtlich der Neubeschaffung von Lagerkapazitäten nach eigenen Berechnungen²⁹ Mindestkosten von 600 Mio. Euro, wenn der Tierbestand sich nicht verändert und eine Lagerdauer von nur 6 Monaten benötigt wird. Bei einer (exemplarischen) 500 kW-BGA entspricht das Äquivalent der Lagerkosten einem Anteil von ca. 4,8 % an den kapitalgebundenen Kosten und ca. 3,6 % an den Stromgestehungskosten

In Zukunft wird die Lagerdauer auf 9 Monate erhöht. Da aber diese Investitionen aktuell erst getätigt werden, wurde dies bei der Rechnung nicht berücksichtigt. Letztendlich

²⁹ Annahmen: 7998 Biogasanlagen je 500 kW und je 1.800 m³ Lagerraum für Gülle und je Lagerfläche für 750 t Festmist bei einer 6 monatigen Lagerung

müssten ohne Biogasanlagen die genannten Kosten von dem Bereich der Nutztierhaltung in der Landwirtschaft getätigt werden.

4.3.3.2 Mistaufnahme

Im Vergleich zur Nutzung von Gülle hat Mist den Vorteil, dass in diesem weniger Wasser enthalten ist und damit auch ein höherer Methanertrag einhergeht. In viehdichten Regionen, aber auch in Gebieten mit einer konzentrierten Pferdehaltung besteht Interesse, den Mist gegen Bezahlung abzugeben. Auf Grund des hohen Strohanteils im Mist ist jedoch eine Zerkleinerung des Gutes notwendig, bevor es der Biogasanlage zugeführt wird.

Auf Grund des hohen Strohanteils im Mist ist eine Zerkleinerung des Gutes notwendig, bevor es der Biogasanlage zugeführt wird. Entscheidend sind dabei die täglichen Mengen an Mist. Zudem sind bei Pferdemist auch Störstoffe wie Hufeisen enthalten, die zu Schäden an den Anlagen bzw. einzelnen Komponenten von Biogasanlagen führen können. Die Kosten eines Zerkleinerers (hier am Beispiel Rotacut) für eine 500 kW-Biogasanlage berechnen sich aus den fixen Kosten, die in Tabelle 7 dargestellt sind, und den variablen Kosten aus Tabelle 8. Kosten für eine Pumpe werden nicht vorausgesetzt, da diese in den meisten Fällen bereits vorhanden sind. Die zusätzlichen Stromkosten für die Pumpe werden gesondert in Tabelle 8 formuliert.

Tabelle 7: Fixkosten Rotacut

Kaufpreis	8.540,00 €
Installationskosten	560,00 €
Laufzeit	8 Jahre
Zinsen	4 %
Fixkosten pro Jahr	1336,50 €

Quelle: eigene Berechnung

Die variablen Kosten sind abhängig von der Laufzeit und der Verschleißhöhe des Rotacut. Neben den berechenbaren Größen wird zudem noch ein Zuschlag addiert,

um etwaige weitere Wartungsarbeiten abzudecken. Darunter fallen beispielsweise das Verstopfen der Anlage oder das Entfernen von Fremdkörpern.

Tabelle 8: Variablen Kosten Rotacut RCQ-33G Inline **

Leistung [kW]**	5,5
Durchflussmenge max. [m ³ /h]**	300
Laufzeit im Jahr [h]	1.600
Stromverbrauch Rotacut [€/a]	1.760,00
Stromverbrauch Pumpe (7,5 kW) [€/a]	2.280,00
Wartung	
Anzahl der Wartung pro Jahr (ohne Störstoffe)*	6,9
Arbeitszeit 2h/Wartung [h]	13,7
Verbrauchsmaterial (Messer / Filter / Dichtungsringe)[€]	700,00
Unvorhergesehene Wartung [h]	20
Arbeitszeit gesamt [h]	33,7
Personalkosten pro Jahr [€]	573,10
Variable Kosten pro Jahr [€/a]	3.033,10
Variablen Kosten pro Jahr inkl. Stromverbrauch Pumpe [€/a]	5.313,10

*Annahme Wartung alle 200 Stunden **Vogelsang (2014) Telefonauskunft

Quelle: eigene Berechnung

Die Gesamtkosten betragen somit 6.649,60 €/a, unterliegen jedoch auf Grund von Verschleiß- und Wartungskosten bestimmten Schwankungen. Durch die Zerkleinerung entstehen bei einer jährlichen Nutzung von rund 2.000 t Mist entstehen damit Kosten von rund 3,32 €/t.

Unter Berücksichtigung der Option durch die Nutzung von Mist, Mais als Einsatzsubstrat zu ersetzen und der Voraussetzung, dass Mist kostenlos bezogen werden kann, entstehen keine Gewinneinbußen. Zu beachten ist aber, dass dabei sowohl die Zusammensetzung des Mistes eine entscheidende Rolle spielt, als auch der Faktor wie schnell dieser der Anlage zugeführt wird. Bei warmen Temperaturen und einer langen Lagerung wird ein großer Anteil des Substrates.

4.4 Treibhausgasreduktion (nicht-energetisch)

Die unter Kapitel 2.4.4 beschriebenen grundsätzlichen Zusammenhänge zur Bewertung der nichtenergetischen Treibhausgasreduktionspotenziale sollen nachfolgend für den rezenten Anlagenbestand und die aktuellen Nutzungsgrade für Wirtschafts-

dünger in Deutschland quantifiziert werden. Dazu wird in einem ersten Schritt die mengenmäßige Bewertung der aktuell genutzten Wirtschaftsdünger Gülle und Festmist beschrieben. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion wurden dabei eine Reihe unterschiedlicher Einzelbiomassen in den zwei genannten Kategorien Gülle (Schweineflüssigmist, Rinderflüssigmist) und Festmist (Schweinefestmist, Rinderfestmist, Geflügeltrockenkot) zusammengefasst. Von den vier hier behandelten Anlagengruppen werden in den drei nachfolgend genannten in nennenswertem Umfang tierische Exkremamente eingesetzt: Güllekleinanlagen, NawaRo-Biogasanlagen und Biomethan-BHKW (mit jeweiligen Gülle- und Festmistanteilen in den entsprechenden Biomethaneinspeiseanlagen).

Tabelle 9: Hochrechnung der kumulierten Einsatzmengen für Wirtschaftsdünger und der resultierenden THG-Minderung der nicht-energetischen Emissionen in Biogasanlagen 2018

FM / THG_Reduktion [Mio. t]	Güllekleinanlagen		NawaRo-Biogasanlage		Biomethan-BHKW		Summe CO ₂ -Äq
	FM	CO ₂ -Äq	FM	CO ₂ -Äq	FM	CO ₂ -Äq	
Gülle	1,42	0,08	24,38	1,32	0,32	0,02	1,41
Festmist	0,19	0,01	10,31	0,56	0,00	0,00	0,57
Summe	-	0,09	-	1,87	-	0,02	1,98

Quelle: Eigene Berechnungen DBFZ, 2018

Wie in Tabelle 9 dargestellt, entfällt der größte Teil der über Biogasanlagen verwerteten Gülle- und Festmistmengen auf NawaRo-Biogasanlagen, da diese den Gesamtbestand in Bezug auf die installierte Leistung dominieren (vgl. Tabelle 1) und somit den überwiegenden Anteil der energetischen Verwertung für tierische Exkremamente übernehmen. Würden, wie unter dem folgenden Abschnitt 5.2 im dortigen Szenario 1 dargestellt, bis 2035 in erheblichem Umfang NawaRo-Anlagen aus der Nutzung fallen, hätte dies auch Implikationen für die Verwertung der entsprechenden Gülle- und Festmistmengen. Der dort unterstellte geringe Zubau an Güllekleinanlagen kann hingegen nur unwesentlich dazu beitragen, die aus der Verwertung fallenden Mengen auszugleichen.

Tabelle 10: Monetarisierung der nicht-energetischen THG-Minderung durch die Verwertung von tierischen Exkrementen in Biogasanlagen unter Setzung verschiedener CO₂-Preise

Ökonom. Bewertung CO ₂ -Preis [€/t]	ETS						MK 3.0 180
	5	10	15	20	25	30	
Kosten [Mio. €]	9,9	19,8	29,7	39,6	49,4	59,3	356,0

Quelle: Eigene Berechnungen DBFZ

Wie aus Tabelle 9 ersichtlich, beträgt die zum Jahr 2018 hochgerechnete THG-Vermeidung durch Vermeidung nicht-energetischer Emissionen aus der Lagerung von tierischen Exkrementen 1,98 Mio. t CO₂-Äq. Eine Monetarisierung dieser Treibhausgasäquivalente könnte sich am Preisniveau des europäischen Emissionshandels (ETS)

orientieren. Der Preis für CO₂-Zertifikate lag dort innerhalb der letzten sechs Monate zwischen 15 und 25 €/t CO₂, ist aber je nach Entwicklung der Nachfragesituation und der politischen Rahmensetzung sehr volatil (eex 2018). Um mögliche Bandbreiten potenzieller Erlöse abzubilden, falls Biogasanlagen die vermiedenen Emissionen bei Einbindung in den ETS vergütet bekämen, sind in Tabelle 10 in Abhängigkeit unterschiedlicher Preisannahmen korrespondierende Marktwerte für die vermiedenen Emissionen abgebildet. Bei einem Börsenpreis von 20 €/t CO₂ entspricht dies einer Inwertsetzung am Markt von rund 40 Mio. €.

Als zusätzlicher Eingangswert wurden entsprechend der Methodenkonvention 3.0 (UBA 2019) des Umweltbundesamtes die globalen Schadkosten zur Inwertsetzung der vermiedenen nicht-energetischen Emissionen angesetzt. Hierbei kam der untere Wert der dort angegebenen Bandbreite von 180 €/t CO₂ zur Anwendung. Dies entspricht einer Inwertsetzung von 356 Mio. € durch die Vermeidung nicht-energetischer Emissionen aus Gülle und Mist durch Biogasanlagen. Eine Verrechnung mit den dafür notwendigen Differenzkosten die z.B. über das EEG zu leisten wären erfolgt nicht, da bei einer solchen Berechnung weitere Nebenbedingungen berücksichtigt werden müssten (Strompreisniveau, Opportunitätskosten für KWK-Wärme, Rückflüsse aus Steuern über die Wertschöpfungskette etc.). Es ist in diesem Zusammenhang weiterhin darauf hinzuweisen, dass die in der Methodenkonvention ausgewiesenen Schadkosten nicht auf einzelne Länder bezogen sind, sondern global entstehen.

Biogasanlagen repräsentieren somit in diesem Sektor – je nach Berechnungsansatz - einen Gegenwert von 40 – 356 Mio. €, welcher grundsätzlich dem Agrar-Bereich Tierhaltung anzulasten wäre.

4.5 Zwischenfazit

Aufbauend auf den in Abschnitt 3.4 dargestellten Ansätzen wurde in diesem Kapitel versucht, die möglichen Wirkungen von Biogas sowie die durch das EEG induzierten Effekte in den einzelnen Wirkungsbereichen aus ökonomischer Sicht zu quantifizieren. Dabei hat sich gezeigt, dass dies – auch im Kontext der unter Abschnitt 2 thematisierten Methoden - nur in wenigen Fällen und immer mit sehr stark vereinfachenden Annahmen möglich ist. Eine ausführlichere Analyse, die den regionalen Unterschieden von z.B. Ökosystemleistungen Rechnung trägt und diese mit den regional unterschiedlichen Beständen von Biogasanlagen abgleicht, um die Wirkungen im besten Fall auf ct/kWh je Anlagenkategorie herunter zu brechen, kann im Rahmen der Studie nicht geleistet werden und ist daher als zukünftiger Forschungsbedarf zu definieren. Dennoch ließen sich einige Leistungen abschätzen, die von Biogasanlagen erbracht werden.

Im Bereich *Gewässerschutz* sind die regionalen Unterschiede der Gewässeraufbereitungskosten der Wasserwerke so hoch, dass sich aus der Bandbreite kaum Aussagen

ableiten lassen. Durch einen geänderten Substratanbau mit verringertem Nitratedeintrag könnten diese Kosten um bis zu 25 % gesenkt werden. Würden diese Kosteneinsparung dem Betreiber einer 500 kW Biogasanlage als Anreiz gutgeschrieben, wären dies rund 0,25 ct/kWh. Allerdings wäre rund das 4-fache notwendig, um den wirtschaftlichen Verlust des Substratwechsels zu kompensieren. Ist dies über die Strom-Einspeisevergütung nicht darstellbar, sind als Finanzierungsmechanismen z.B. (freiwillige) Zahlungen durch anliegende Wasserwerke bzw. Getränkehersteller oder das Instrument der Abwasserabgabe zu diskutieren.

Im Bereich *Gärreste* ist die Erlösspanne ebenfalls relativ groß. Sie liegt nach Abzug der Kosten für Separierung und Trocknung zwischen 2,90 €/m³ und 10,30 €/m³. Allerdings erschwert die hohe Spannweite der Konzentration der werthaltigen Inhaltsstoffe die Vermarktung. In Wirtschaftsdüngerüberschussgebieten jedoch ist ein Export unabdingbar und die Zahlungsbereitschaft größer (Schepers 2018).

Im Bereich *Erosionsschutz* wurden für Deutschland anhand einer Hochrechnung Kosten für die Sedimentbereinigung von ca. 14,7 Mio. € geschätzt, welche durch die durch den Substratanbau hervorgerufene Bodenerosion entstanden sind. Förderungen für einen Erosions-mindernden Substratanbau könnten die allgemeinen Gesamtkosten senken.

Im Bereich *Abfall* führt die durch das EEG induzierte Vorschaltung von Vergärungsstufen im Sinne einer stofflich/energetischen Verwertung von Bioabfällen zu einer Umsetzung der durch das KrWG geforderten hochwertigen Verwertung. Die EEG-Einspeisevergütung ermöglicht dabei eine Konkurrenzfähigkeit zwischen anaerob/aeroben und rein aeroben Verwertungsverfahren und entlastet damit die Abfallgebühr. Sie ist unter Annahme bekannter Gaserträge einer Kostendämpfung von ca. 35 €/t Bioabfall gleichzusetzen, was bei einer Hochrechnung für die insgesamt in Deutschland über die Biotonne erfassten Mengen (4,9 Mio. t) einer Gesamteinsparung im Bereich der Entsorgungskosten von ca. 170 Mio. € gleichkommt.

Im Bereich *Landschaftspflege und Grünlandflächen* weist die Literatur höhere spezifische Substratkosten für Gras (11,20 ct/kWh_{el}) als für Maissilage (9,56 ct/kWh_{el}) aus. Zusätzlich ist für eine sichere Verwertung des Grases die Investition in Aufbereitungstechniken notwendig.

Des Weiteren wurde der Wert des *Lagerraums für Gülle & Mist*, der durch die Biogasanlagen entstanden und über das EEG finanziert ist, mit ca. 600 Mio. Euro angesetzt. Ohne diesen Impuls müssten diese Kosten von der Landwirtschaft und hier insbesondere von der Tierhaltung mit potenziellen Auswirkungen auf die Fleisch- und Milchpreise gedeckt werden.

Für die *Entgegennahme von Mist* konnte berechnet werden, dass durch einen kostenfreien Bezug des Mists die notwendigen Investitionen für dessen Aufbereitung gedeckt

werden können (zusammen mit den eingesparten Kosten für Maissubstrat). Dies gilt allerdings nur für Anlagen innerhalb des EEG. Post-EEG-Anlagen sind auf Zahlungen für die Abnahme des Mists angewiesen.

Der Bereich der *nicht-energetischen THG-Vermeidung* haben Biogasanlagen im Jahr 2017 durch die Verwertung tierischer Exkrememente 1,98 Mio. t CO₂-Äq vermieden. Mit einem Börsenpreis von 20 €/t CO₂ bewertet, entspricht dies einer Inwertsetzung am Markt von rund 40 Mio. €. Wird hingegen der untere Wert der globalen Schadkosten der Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes von 180 €/t CO₂ angesetzt, ergeben sich 356 Mio. €.

Im Bereich der *Biodiversität* können Biogasanlagen auf ein größeres Repertoire an Inputpflanzen zurückgreifen als dies im Ackerbau für die Ernährungssicherung und den Futteranbau möglich ist. Ein Beispiel ist die Nutzung von giftigen Pflanzen. Der Anbau von Blühpflanzen, kommt primär der Artenvielfalt von Insekten zugute und könnte an Biogasanlagen mit einem zusätzlichen Cent je Kilowattstunde vergütet werden. Pflanzen wie die Durchwachsene Silphie zeigen viele Vorteile im Erosionsschutz, bei Pflanzenschutz einsparungen und der Förderung der Artenvielfalt sowohl ober- als auch unterirdisch.

Tabelle 11: Nicht-energetische Kostenwirkungen von Biogasanlagen

Nicht-energetischer Bereich	Kostenwirkung
Gewässerschutz	bis zu 25% Senkung durch geänderten Substratanbau (hohe regionale Kostenunterschiede); bei 500-kW-Anlage zwischen 0 und 0,25 ct / kWh
Gärreste	Erlös ca. 2,9-10,3 €/m ³ unaufbereiteter Gärrest
Erosionsschutz	Nicht quantifizierbar
Abfall	35 €/t Bioabfall, insg. 170 Mio. € /a
Landschaftspflege und Grünflächen	Höhere Substratkosten für Gras (11,20 Cent/ kWh _{el}) anstatt Mais-silage (9,56 Cent/kWh _{el}), Investition in Aufbereitungstechnik nötig (KTBL 2017)
Lagerraum für Gülle und Mist	Aufgrund großer Unsicherheiten nicht berücksichtigt
Entgegennahme von Mist	EEG-Anlagen: kostenfreier Bezug deckt Investitionen für Aufberei-tung; Post-EEG-Anlagen: auf Zahlungen für Mistabnahme ange-wiesen
Nicht-energetische THG-Vermeidung	2017: Vermeidung 1,98 Mio. t CO ₂ -Äq., entspricht 40 Mio € bei EU-ETS-Preis von 20€/t oder 356 Mio € bei globalen Schadkosten von 180€/t (unterer Wert)
Biodiversität	Nicht quantifizierbar

Quelle: eigene Darstellung; Datenquelle: eigene Berechnungen

5 Szenarien künftiger Biogasanlagen-Bestandsentwicklungen bis 2035

Die Bestandsentwicklung für Biogasanlagen bis 2035 wird im Wesentlichen durch eine begrenzte Zahl von Treiberfaktoren bestimmt, die zum einen den Zubau von Neuanlagen und zum anderen den möglichen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen bestimmen. Nach den EEG-Novellen 2014 und 2017, bei denen die Vergütungssätze für Neuanlagen im Vergleich zu den vorherigen EEG-Fassungen stark reduziert wurden, sowie durch die Einführung der verpflichtenden Teilnahme an Ausschreibungen für Anlagen größer 150 kW installierter Leistung, ist die Inbetriebnahme von neuen Anlagen sehr stark zurückgegangen.

Die bestimmenden Treiberfaktoren für Neuanlagen sind vor allem die Höhe der Gebotsobergrenzen für die Ausschreibungen nach dem EEG 2017, sowie im Bereich der Abfallvergärung die rechtlichen Regelungen zur Behandlung organischer Abfälle, die zur Vergärung geeignet sind. Die Gebotshöchstgrenzen liegen bereits heute auf einem niedrigen Niveau (14,73 Ct/kWh in 2018) und unterliegen zusätzlich einer jährlichen Degression von 1 %. Unter der Annahme, dass die aktuellen Rahmenbedingungen fortgeschrieben werden, ist daher auch zukünftig mit nur wenigen neu errichteten Anlagen zu rechnen.

Für Bestandsbiogasanlagen sind ebenfalls die Regelungen zum Ausschreibungsdesign sowie die Entwicklungen auf den Agrarmärkten die dominierenden Treiberfaktoren für die Dynamik der Bestandsentwicklung. Sehr wahrscheinlich wird der Gesamtbestand an Anlagen in den kommenden 20 Jahren schrittweise abnehmen, wenn für einen Teil der Bestandsanlagen nach Auslaufen der EEG-Vergütungsdauer keine wirtschaftlichen Anschlussperspektiven gegeben sind.

Da die Entwicklung der Treiberfaktoren für die Jahre bis 2035 nicht im Detail vorausgesagt werden kann, soll nachfolgend zur Bewertung der volkswirtschaftlichen Effekten die mögliche Bandbreite der Bestandsentwicklung mithilfe von drei Szenarien abgebildet werden – diese werden detailliert im Abschnitt 5.2 beschrieben.

5.1 Erstellung von Basisdaten zur Szenarienbildung hinsichtlich der Entwicklung des Bestandes von Biogasanlagen

Als Basisdaten zur Szenarienbildung hinsichtlich der Entwicklung des Bestandes von Biogasanlagen und der regionalen Spezifika sollen in erster Linie die Stamm- und Bewegungsdaten für EEG-Anlagen der Bundesnetzagentur (BNetzA) herangezogen werden auf deren Basis der aktuelle Gesamtbestand abgeschätzt werden kann. Ergänzend werden diese Daten durch eine Stichprobe aus der Betreiberbefragung des

DBFZ (Daniel-Gromke et al. 2017) verknüpft, welche über ein Intervall von drei Jahren ca. 10 % der Grundgesamtheit der Biogasanlagen abdeckt.

Diese Betreiberbefragung wird am DBFZ jährlich durchgeführt und wird hier dazu genutzt, Informationen zum Einsatzstoffspektrum und der Abschätzung des KWK-Nutzungsgrades der Anlagen zu generieren. Als Referenzjahr werden jeweils Daten aus der Befragung des Jahres 2017 genutzt, wobei hier ausschließlich Daten für folgende vier Anlagenkategorien betrachtet werden:

- Güllekleinanlagen (Gülle-BGA)
- Abfall-Biogasanlagen (Abfall-BGA)
- NawaRo-Biogasanlagen (NawaRo-BGA)
- Biomethan-BHKW (BM-BHKW)

Biomethan-BHKW stellen zwar im engeren Sinne für sich genommen keine „Biogasanlage“ dar, sind aber als größter Teilmarkt der Biomethanverwertung integraler Bestandteil der Biomethan-Wertschöpfungskette, welche ebenfalls zum Biogasbereich hinzugezählt wird. Prinzipiell wären hierbei auch noch die Marktsegmente Verkehr und Wärme relevant. Diese lassen sich aber mangels vergleichbarer Datengrundlagen nicht wie die Biomethan-BHKW entsprechend quantifizieren. Des Weiteren sind die Marktsegmente Verkehr und Wärme relativ unbeeinflusst von den Entwicklungen im EEG und sollen auch deshalb hier nicht betrachtet werden.

Als zusätzliche Informationsquelle wurden auch die von der BNetzA veröffentlichten Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden herangezogen. Im folgenden Kapitel wird auf dieser Datengrundlage das mittlere Szenario zur Bestandsentwicklung als interpolierte Fortschreibung des Ausschreibungsdesigns nach EEG 2017 parametrisiert.

Die Basisdaten der oben beschriebenen vier genutzten Technologiegruppen werden nachfolgend in Tabelle 12 dargestellt, wobei die weiteren Arbeiten im Rahmen des Projektes unter der Annahme erfolgen, dass sich diese Parameter auch in Zukunft nicht ändern. Ausgenommen davon sind NawaRo-Biogasanlagen, die im Zuge der Flexibilisierung entweder bei gleicher Bemessungsleistung zusätzliche Leistung installieren oder die Bemessungsleistung bei konstanter installierter Leistung absenken. Eine systembezogene Abbildung und Bewertung der Flexibilität der Anlagen erfolgt im Rahmen dieses Vorhabens nicht, so dass ausschließlich Bezug auf die erzeugte Strommenge genommen wird.

Tabelle 12: Parameter der Referenzanlagen für die vier Technologiegruppen

Parameter	Abkürzung [Einheit]	Gülle-BGA	Abfall-BGA	NawaRo- BGA	BM-BHKW
Installierte Leistung	P_{inst} [kW]	75	844	537	288
Wirkungsgrad elektrisch	η_{el} [%]	35	40	38	40
Wirkungsgrad thermisch	η_{th} [%]	44	45	42	44
Vollbenutzungs- stunden	V_{bh} [h]	7.091	4.271	6.592	3.751
KWK-Anteil	w_{KWK} [%]	20	40	40	100

Quelle: eigene Darstellung, Auf Basis der DBFZ-Betreiberbefragung 2017 (unveröffentlicht)

5.2 Herleitung belastbarer Szenarien

Auf Basis der unter Abschnitt 5.1 dargestellten Eingangsdaten sollen im Folgenden drei Szenarien der Entwicklung der Anlagenzahlen, deren Flexibilisierungsgrad, sowie die insgesamt bereitgestellte Leistung, sowie Strom- und Wärmemengen hergeleitet werden. Als Referenzszenario soll dabei eine konservative Trendabschätzung aus der Kurzstudie: „Entwicklung der Biomasseverstromung bei Fortschreibung der aktuellen EEG-Vergütung (EBFE)“ genutzt werden, die bis 2035 von einem weitgehenden Auslaufen der Bestandsanlagen ausgeht und einen geringen Zubau von Güllekleinanlagen und Abfallvergärungsanlagen annimmt (Dotzauer et al. 2016). Weiterhin sollen, wie in Tabelle 13 dargestellt, ein Szenario zur Abschätzung der Bestandsentwicklung bei weitgehender Ausschöpfung der Ausschreibungskorridore, sowie eine Variante mit dem Erhalt der installierten Leistung auf dem heutigen Niveau abgebildet werden.

Tabelle 13: Übersicht der betrachteten Szenarien der Entwicklung des Biogasanlagenportfolios in Deutschland

Szenario Nr.	1	2	3
Beschreibung	Referenz-Szenario	Ausschreibungsdesign	Konstante Leistung
Neubau (Gülleklein- & Abfall-BGA)	12 MW p.a.	12 MW p.a.	12 MW p.a.
Bestand	Auslaufen des Bestandes	Teilerhalt des Bestandes	Erhalt der installierten Leistung
Flex	Ausschöpfung Flexdeckel	Ausschöpfung Flexdeckel	Ausschöpfung Flexdeckel & Absenkung P_{Bem}

Quelle: eigene Darstellung

Im Szenario 1 wird dazu in Anlehnung an Dotzauer et al. (2016) eine regressive Entwicklung des Anlagenbestandes dargestellt, wobei Bestandsanlagen nach Auslaufen der 20-jährigen Vergütungsdauer keinen Folgebetrieb realisieren und stillgelegt werden. Der Neubau von Anlagen wird als Fortschreibung der durchschnittlichen Zubaumengen der letzten Jahre für Güllekleinanlagen und Abfallvergärungsanlagen hochgerechnet (ca. 12 MW in Summe pro Jahr). Im Ergebnis ergibt sich damit, wie der Abbildung 8 zu entnehmen ist, ab dem Jahr 2025 ein deutlicher Rückgang der installierten Kapazitäten und der dazugehörigen Bemessungsleistung. Der Rückgang des Bestandes bildet vorrangig spiegelbildlich den Bestandsaufbau in den Jahren zwischen 2000 und 2014 wider und endet zum Jahr 2035 mit einer geringen Restkapazität an Biogasanlagen, die zwischen 2018 und 2035 als Neuanlagen errichtet wurden bzw. als Gülle- und Abfallanlagen bereits vorhanden waren.

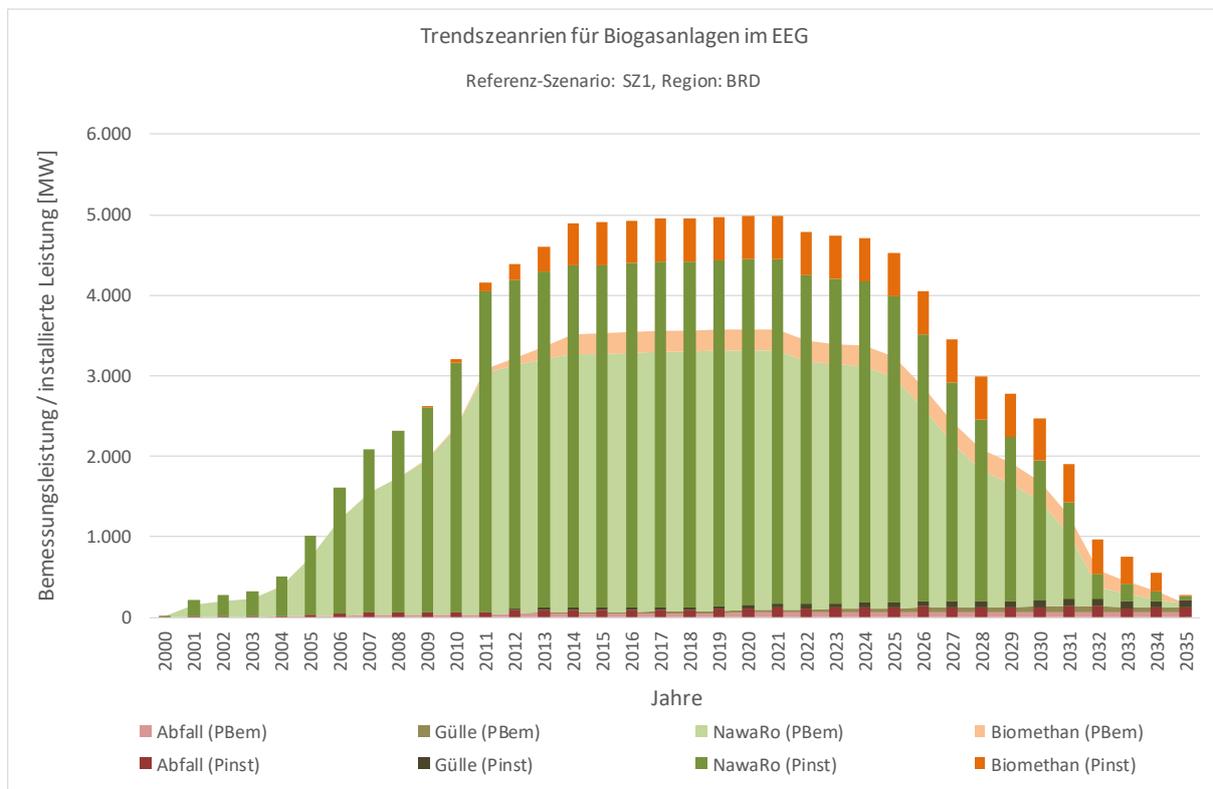


Abbildung 8: Trendszenario 1 (Referenzszenario – Auslaufen des Bestandes) für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland (installierte (Pinst) und Bemessungsleistung (PBem))

Im zweiten Szenario, das die Dynamik der Bestandsentwicklung unter Anwendung des Ausschreibungsdesigns repräsentiert, wird angenommen, dass das bisherige Ausschreibungsdesign des EEG und hier vor allem die Ausschreibungskorridore (jährliche brutto Zubauvolumina) bis ins Jahr 2035 fortgeschrieben werden. Die zentrale Annahme ist dabei vor allem die jährlich ausgeschriebene Leistung von 200 MW brutto ab 2020. Im Jahr 2019 werden wie zuletzt 2017 und 2018 noch einmal 150 MW brutto in die Ausschreibung gegeben. Es ist bei der Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns zu berücksichtigen, dass die jährlichen Ausschreibungsvolumina um die in der letzten Ausschreibungsperiode nicht bezuschlagte Menge ergänzt und dann die Summe der Leistung der Anlagen die im jeweiligen Zyklus außerhalb der Ausschreibungen in Betrieb gegangenen Kapazität abgezogen wird. So ergab sich beispielsweise für die zurückliegende Ausschreibungsrunde zum 01.09.2018 bei einer Bruttomenge von 150 MW, eine Restmenge aus der vorhergehenden Ausschreibung von ca. 95 MW sowie ein Abzug der außerhalb der Ausschreibung in Betrieb genommenen Anlagen von 19 MW. Im Saldo stand damit ein Nettoausschreibungsvolumen von 226 MW (BNetzA 2018) zur Auktion. Weiterhin wird angenommen, dass das aktuelle

Restvolumen (Flexdeckel) der über die Flexibilitätsprämie förderbaren zusätzlich installierbaren Leistung (P_{Zusatz}) bis Mitte des Jahres 2021 vollständig im Anlagenbestand umgesetzt wird. Die bisherige Regelung im EEG 2014 und 2017 sehen dazu vor, die nach dem 31.07.2014 zur Flexibilitätsprämie angemeldete P_{Zusatz} auf insgesamt 1.350 MW zu deckeln, wovon bis zum Ende des Jahres 2018 schätzungsweise ca. 850 MW bereits verbraucht sein werden³⁰. Hierzu wurde weiterhin unterstellt, dass die Flexibilisierung gleichmäßig und mengengewichtet über alle EEG-Jahrgänge der Bestandsanlagen erfolgt. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist eine Flexibilisierung für die Anlagen in der Praxis nur zu empfehlen, wenn eine Anlage noch mindestens zehn Jahre Restbetriebszeit aufweist, um über die Flexibilitätsprämie die notwendigen Investitionen zu amortisieren.

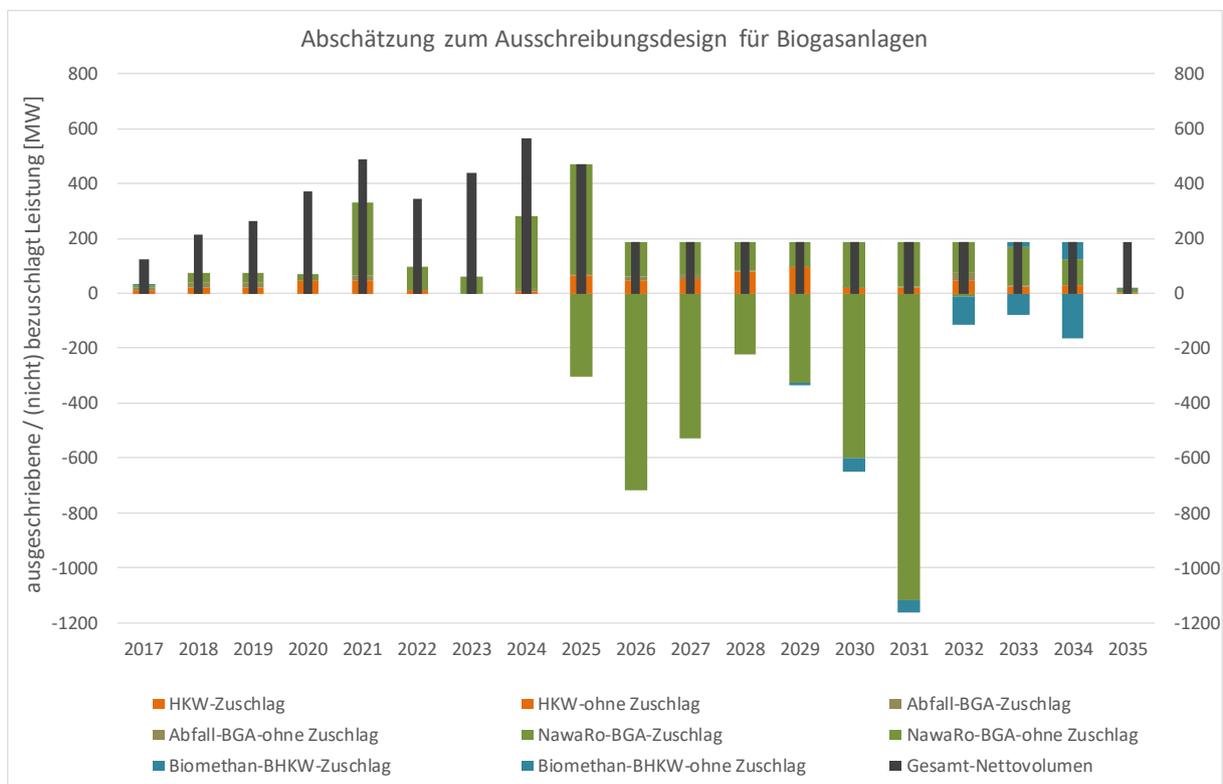


Abbildung 9: Abschätzung der Ausschreibungsvolumina und Zuschlagmengen für Bioenergieanlagen bei Fortschreibung des EEG 2017 (Ausschreibungsvolumina ab 2023: 200 MW), die nicht bezuschlagten Kontingente eines EEG-Jahrgangs sind als negative Werte abgetragen

³⁰ Der Gesetzgeber hat während der Berichtslegung im Energiesammelgesetz (EnSaG) beschlossen, diese Regelung folgendermaßen zu ändern. Der Flexdeckel wird auf 1.000 MW abgesenkt aber gleichzeitig eine Frist zur Schließung des Flexdeckels von 16 Monaten festgelegt. Das heißt sobald in Summe 1.000 MW P_{Zusatz} im Zeitraum ab dem 01.08.2014 erreicht sind, können Anlagenbetreiber noch bis zu einem Jahr und vier Monaten nach dieser Verkündung noch die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen. Da die Berechnungen im Projekt zum Zeitpunkt der Gesetzesnovelle schon abgeschlossen waren und die Auswirkungen relativ komplex ausfallen, ist das EnSaG hier nicht berücksichtigt worden. BMWI 02.11.18.

In Abbildung 9 ist dargestellt, dass bis 2024 die voraussichtlich zu erwartenden jährlichen Ausschreibungsvolumen nie vollständig ausgeschöpft werden und sich durch die Übertragung der Restkapazitäten der jeweiligen Ausschreibung ins Folgejahr ein entsprechender Überhang aufbaut. In den Jahren ab 2025 übersteigt der Umfang der zubaustarken Jahrgänge (2004 ff.) aber die Ausschreibungsvolumina deutlich. Im Ergebnis wird so schon 2025 der Überhang aus den Vorjahren vollständig abgebaut und in den Jahren nach 2025 gibt es immer einen signifikanten Teil von Anlagen, die schon rein rechnerisch keinen Zuschlag erhalten können (die in Abbildung 9 negativ abgetragenen Werte). Für die Abschätzung der Zuschlagserteilung wurde unterstellt, dass es ungeachtet der realen Kostenverhältnisse bestimmter Einzelanlagen eine Kostenreihenfolge und damit eine verbundene Konkurrenzfähigkeit in den überzeichneten Ausschreibungen ab 2025 geben wird. Es wird daher davon ausgegangen, dass wenn die potenziell in die Ausschreibung drängenden Anlagen in Summe mehr Kapazität aufweisen als das jeweilige ausgeschriebene Volumen, die Anlagen in der Reihenfolge ihrer vermuteten relativen Gestehungskostenverhältnisse in der Ausschreibung erfolgreich sein werden. Die Zuschlagsfolge ist dann: Holzheizkraftwerke, Abfallbiogasanlagen, NawaRo-Biogasanlagen, Biomethan-BHKW. Was im Rahmen dieser Abschätzung ebenfalls unberücksichtigt bleiben muss, ist der Umstand, dass in der Realität Anlagen nicht erst im „letzten Moment“ in die Ausschreibung wechseln werden, sowie es hier abgebildet wurde. Im Detail ist aber unklar wie und in welchem Umfang Anlagenbetreiber schon vorfristig und mit bestimmten strategischen Überlegungen in den Ausschreibungen mitbieten werden. Es wurde daher hier jeweils eine Teilnahme an der Ausschreibung ein Jahr vor Auslaufen der EEG-Vergütung angenommen und somit ein potenziell nahtloser Übergang ins Ausschreibungsmodell unterstellt.

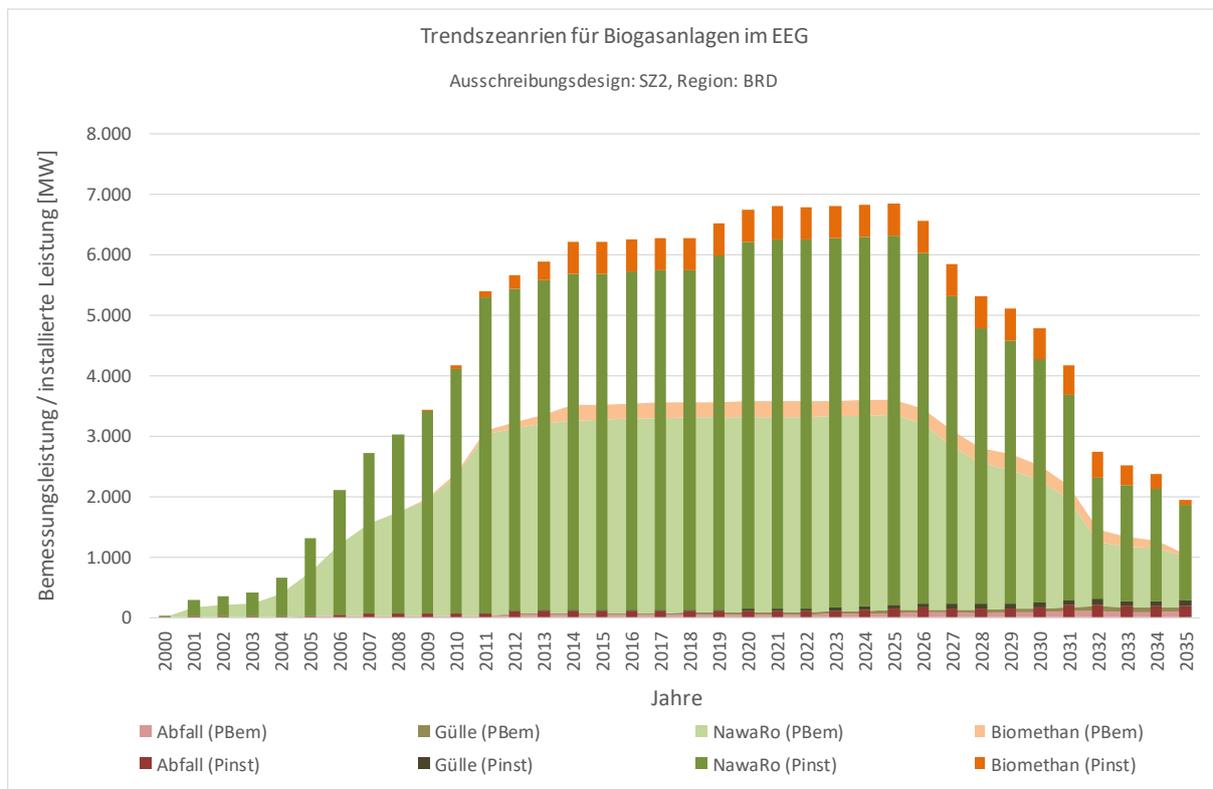


Abbildung 10: Trendszenario 2 (Abschätzung bei Fortschreibung des Ausschreibungsdesigns (ASD)) für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland

Als drittes Szenario wird dargestellt wie sich ein weitest gehender Bestandserhalt bei Beibehaltung der aktuell installierten Leistung darstellen würde, auch wenn die derzeitigen gesetzlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen dafür kaum geeignet sind. Das Szenario soll vor allem dazu dienen den oberen Rand der Bandbreite der theoretischen Bestandsentwicklung abzubilden. Im Szenario wird hierfür die insgesamt installierte Leistung als oberer Grenzwert festgehalten, wobei im Zuge der Flexibilisierung von NawaRo-Biogasanlagen die notwendige Spreizung zwischen installierter Leistung und Bemessungsleistung nach Ausschöpfung des ursprünglichen Flexdeckels durch eine Absenkung der Bemessungsleistung bei einem Teil des Gesamtportfolios erreicht wird. Der entsprechende Verlauf des Anlagenbestandes ist in Abbildung 11 dargestellt, wobei auffällt, dass der Rückgang der Bemessungsleistung für die Flexibilisierung relativ moderat ausfällt, also vergleichsweise wenige Anlagen diesen Weg gehen müssten. Der Grund hierfür ist, dass der Anlagenbestand nur bis zu einem Leistungsquotienten $Q_P=2$ flexibilisiert wird und dazu ab 2018 eine nur vergleichsweise geringe Absenkung der Bemessungsleistung ausreicht, um diese Flexibilisierung über den Gesamtbestand zu erreichen. Die Absenkung wird außerdem auf den Teil des Anlagenbestandes angewendet, der nach Ablauf der 20-jährigen Vergütungsperiode noch nicht flexibilisiert ist, unabhängig vom Ausschöpfen des Flexdeckels auf Grund der hohen Zusatzkosten der Flexibilisierung. Gegenüber dem Ausschreibungsdesign

wird hier grundsätzlich angenommen, dass die Anlagen nach Auslaufen der EEG-Förderung unbegrenzt weiter in Betrieb bleiben werden bzw. bei Stilllegung im selben Umfang durch gleichartige Neuanlagen ersetzt werden. Die zuvor genannten Regelungen werden in dem Szenario nicht auf die Biomethan-BHKW angewendet, sodass diese Anlagenkategorie bis 2035 vollständig ausläuft.

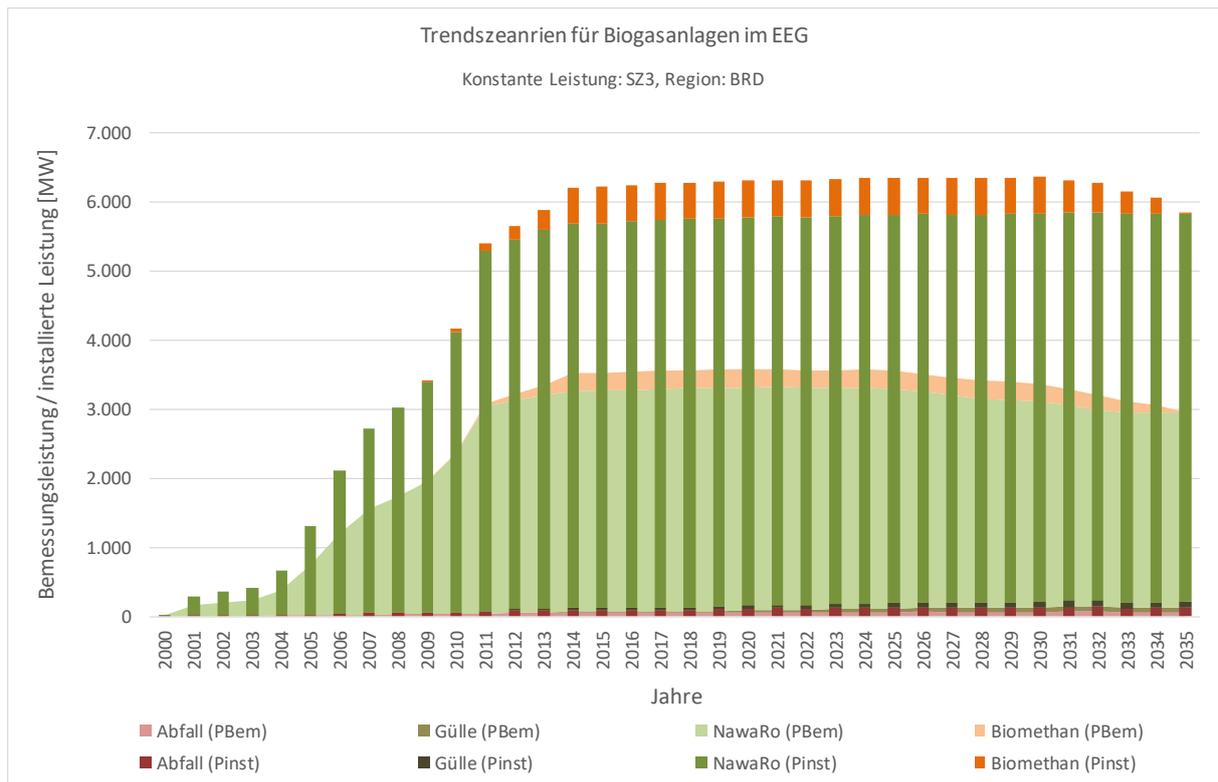


Abbildung 11: Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland

5.3 Einbindung regionaler sowie Länder-bezogener Spezifika

Die Differenzierung des Anlagenbestandes ist mit den oben beschriebenen Datenquellen hinsichtlich regionaler Spezifika zum Teil möglich, wobei hier bestimmte Einschränkungen bestehen. Im Folgenden sollen für fünf Regionen und die Gruppe der Stadtstaaten je eine Darstellung für die Bundesländer einer Region präsentiert werden, die die Bestandsentwicklung für das Referenzszenario abbildet. Eine regionale Auffächerung der anderen Szenarien erscheint nicht zielführend, da schon für das Ausschreibungsdesign mögliche regionale Unterschiede im Bieterverhalten und noch viel mehr

bei den Erfolgsaussichten für die Zuschlagerteilung nicht belastbar abgeschätzt werden können. Zusätzlich werden alle Regionalgruppen kurz in Bezug auf installierte Leistung und die Einsatzstoffe beschrieben.

Für den Zuschnitt und die Zuordnung der Regionalgruppen wurden in der Hauptsache die Einsatzstoffanteile für NawaRo und tierische Exkrememente sowie innerhalb des NawaRo-Anteils die Anteile für sieben Anbaubiomassen herangezogen (siehe Abbildung 12). Die Anlagen aus Rheinland-Pfalz (RLP) wurden dabei trotz großer Ähnlichkeiten mit denen in Bayern und Baden-Württemberg der Gruppe „Mitte-West“ zugeordnet, da in der Betreiberbefragung ansonsten die Stichprobengröße für diese Gruppe zu klein ausgefallen wäre.

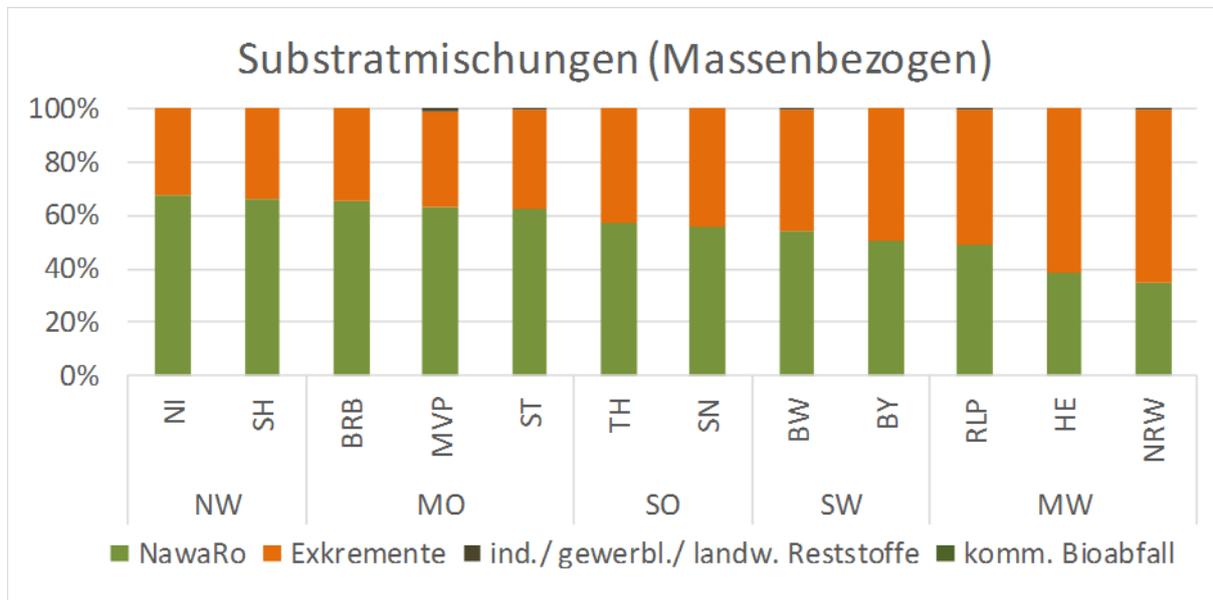


Abbildung 12: Einsatzstoffanteile für NawaRo und Reststoffe (ohne Stadtstaaten), eigene Darstellung

Die Darstellung der Regionalgruppen erfolgt in fünf Gruppen:

- **Nord-West (NW):** Niedersachsen (NI), Schleswig-Holstein (SH)
- **Mitte-Ost (MO):** Mecklenburg-Vorpommern (MVP), Brandenburg (BRB), Sachsen-Anhalt (ST)
- **Süd-Ost (SO):** Thüringen (TH), Sachsen(SN)
- **Süd-West (SW):** Baden-Württemberg (BW), Bayern(BY)
- **Mitte-West (MW):** Hessen (HE), Nordrhein-Westfalen (NRW), Rheinland-Pfalz (RLP), Saarland (SL) Stadtstaaten (STS): Berlin (BE), Bremen (HB), Hamburg (HB)

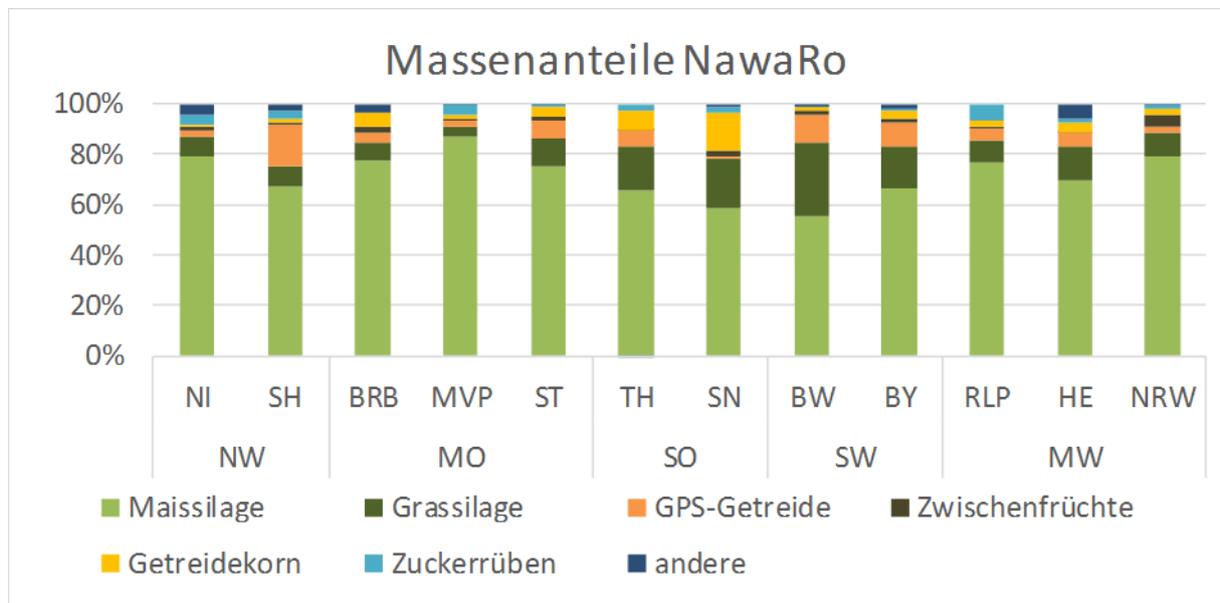


Abbildung 13: Aufschlüsselung der NawaRo-Fractionen in den Bundesländern

In Abbildung 13 sind die sieben NawaRo-Fractionen in den Substratationen aufgeschlüsselt. Durch methodische Vereinfachungen sind diese dann in Kapitel 6 zu nur noch drei Fractionen aggregiert, aber bei der Berechnung der Anbaufläche so berücksichtigt worden, dass die realen Größenordnungen widerspiegelt werden.

Die länderbezogenen Spezifika werden im Rahmen dieser Studie nur in Abschnitt 5.3 berücksichtigt, sodass eine differenzierte Bewertung der Zusammensetzung der Anlagenportfolien in den einzelnen Bundesländern ermöglicht wird. Eine Übertragung bzw. Weiterführung der länderspezifischen Auswertung in Bezug auf die Mengenkulissen der Einsatzstoffe (Abschnitt 6.1) und der damit im Zusammenhang stehenden Anbauflächen für nachwachsende Rohstoffe (Abschnitt 6.1.1) erfolgt nicht. Der Hintergrund dafür ist, dass im Rahmen der vorliegenden Studie dafür vertiefende Untersuchungen erforderlich gewesen wären, um über die gesamte Kette der Informationsverarbeitung (Verteilung der Anlagentypen, Einsatzstoffspektrum, Flächenerträge) eine länderspezifische Auswertung zu gewährleisten.

5.3.1 Regionalgruppe Nord-West

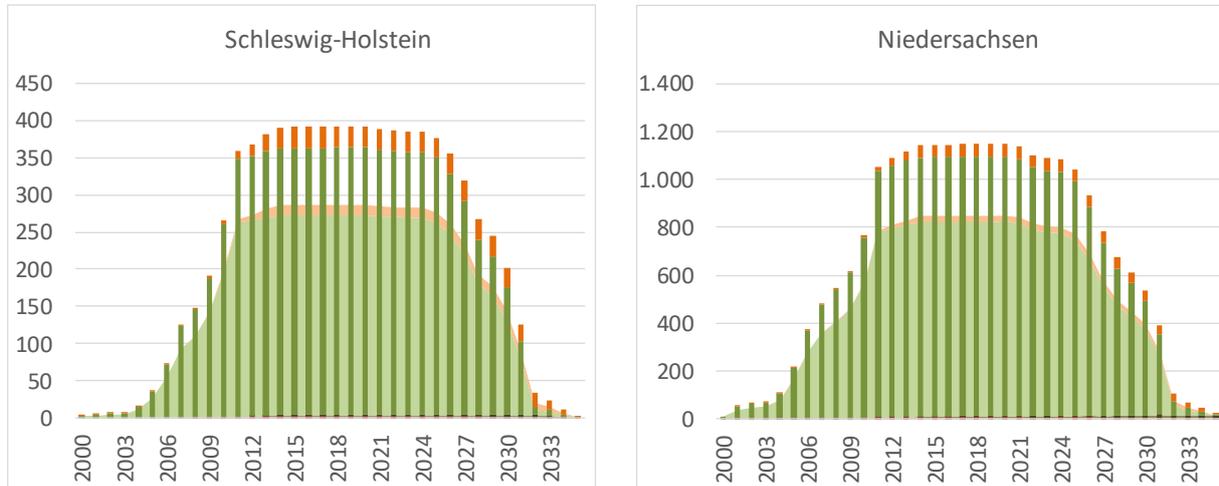


Abbildung 14: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Nord-West (Schleswig-Holstein, Niedersachsen)

Die Regionalgruppe Nord-West repräsentiert mit einer installierten Gesamtleistung von aktuell ca. 1.500 MW etwas mehr als 30 % der gesamtdeutschen Kapazität im Biogasbereich. In beiden zugehörigen Bundesländern spielen Biomethan-BHKWs eine relativ geringe Rolle. Sie stellen in der Gruppe nur etwas über 5 % der installierten Leistung. Die Anlagen zeichnen sich durch einen vergleichsweise hohen Anteil an NawaRo in der Substratration (66 % - 68 %) aus, wobei dort die Maissilage dominiert (NI: 53 %, SH: 44 %). Im Hinblick auf die Regelungen im EEG 2017 zur Teilnahme von Bestandsanlagen am Ausschreibungsdesign ist darauf hinzuweisen, dass der Anlagenbestand in Niedersachsen im Mittel die geforderten Obergrenzen für den Einsatz von Maisilage und Getreidekorn überschreitet. Der so genannten „Maisdeckel“ legt für Anlagen die einen Zuschlag für die Auktionen 2017 und 2018 erhalten, einen maximal zulässigen Anteil von höchstens 50 Masseprozent für Getreidekorn und Mais fest. Diese Höchstgrenze wird für Zuschläge in 2019 und 2020 auf 47 % und schließlich ab 2021 auf 44 % abgesenkt. Die Anlagen müssten also bis zu einem Drittel ihrer bisherigen NawaRo-Anteile durch andere Substrate substituieren, um die Anforderungen des Ausschreibungsdesigns einzuhalten.

5.3.2 Regionalgruppe Mitte-Ost

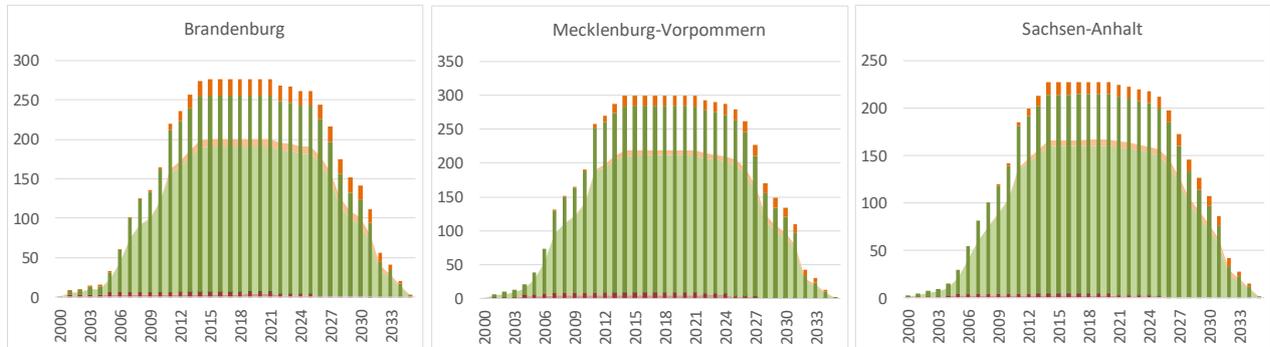


Abbildung 15: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Mitte-Ost (Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern, Sachsen-Anhalt)

In der Regionalgruppe Mitte-Ost sind die Bundesländer Sachsen-Anhalt, Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg vertreten. Hier werden mit insgesamt 800 MW installierter Leistung ca. 16 % der gesamtdeutschen Kapazität vorgehalten. Die NawaRo-Anteile in den Substratmischungen betragen 54 % (BRB), 51 % (MV) und 48 % (ST). Aufgrund der relativ hohen Exkrement-Anteile liegen die in Bezug auf die Gesamtmenge bezogenen Anteile für Mais zwischen 44 % in MVP und 36 % in SH, obwohl der Mais klar das Spektrum der eingesetzten NawaRo dominiert. Die Anlagen würden unter Hinzunahme der Getreidekornanteile in BRB und MV jeweils 45 % erreichen und damit im Mittel bis auf die letzte Stufe des „Maisdeckels“ die Anforderungen des Ausschreibungsdesigns einhalten. Es ist also davon auszugehen, dass trotzdem einzelne Anlagen mit höheren Anteilen für Mais und Getreidekorn von der Regelung betroffen sind und ihre Ration umgestalten müssen.

5.3.3 Regionalgruppe Süd-Ost

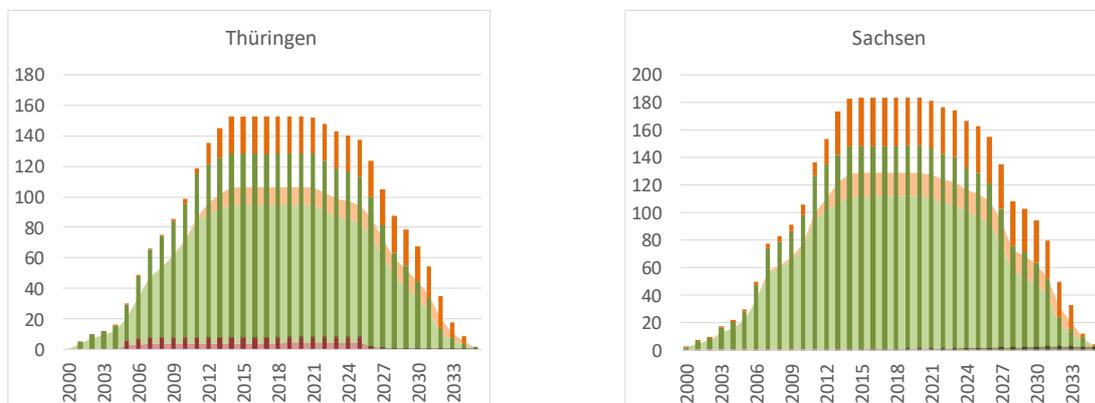


Abbildung 16: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Süd-Ost (Thüringen, Sachsen)

Die Regionalgruppe Süd-Ost umfasst die Bundesländer Thüringen und Sachsen, die mit 335 MW nur knapp 7 % der bundesweiten Leistung aufeinander vereinen. Die Anlagen in beiden Bundesländern zeichnen sich durch einen hohen Exkrement-Anteil in den Substratrationen aus, so dass hier nur zu 38 % (TH) bzw. 35 % (SN) NawaRo eingesetzt werden. Zusätzlich ist auch der Anteil von Maissilage in beiden Bundesländern sehr niedrig und liegt hier in Bezug auf die Gesamtmenge der eingesetzten Substrate bei 25 % in TH und 20 % in SN.

5.3.4 Regionalgruppe Süd-West

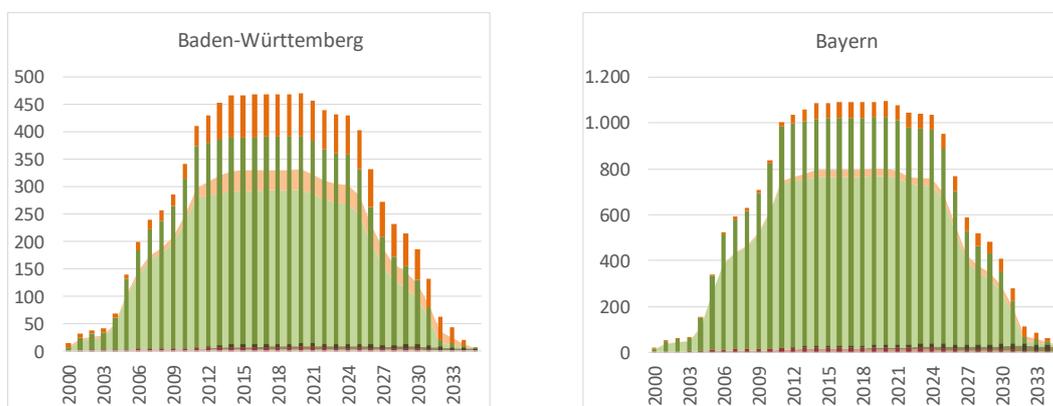


Abbildung 17: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in der Regionalgruppe Süd-West (Baden-Württemberg, Bayern)

Die Regionalgruppe Süd-West umfasst wie die Gruppe Nord-West mit ca. 1.550 MW installierter Leistung ca. 30 % des Gesamtbestandes der Anlagenkapazität in Deutschland. Auffällig ist, dass in BW relativ viele Biomethan-BHKWs in Betrieb sind (71 MW bzw. 14 % der gesamten Biomethan-BHKW Kapazität). Die Anteile für NawaRo an der Substratration sind mit 65 % in BW und 62 % in BY relativ hoch; bezogen auf den Einsatz von Mais liegen die Anteile mit 36 % in BW und 41 % im Mittel aber ungefähr im Bundesdurchschnitt. In beiden Bundesländern wird daher auch unter Hinzunahme des Getreidekornanteils der Maisdeckel für alle Stufen der kommenden Jahre eingehalten.

5.3.5 Regionalgruppe Mitte-West

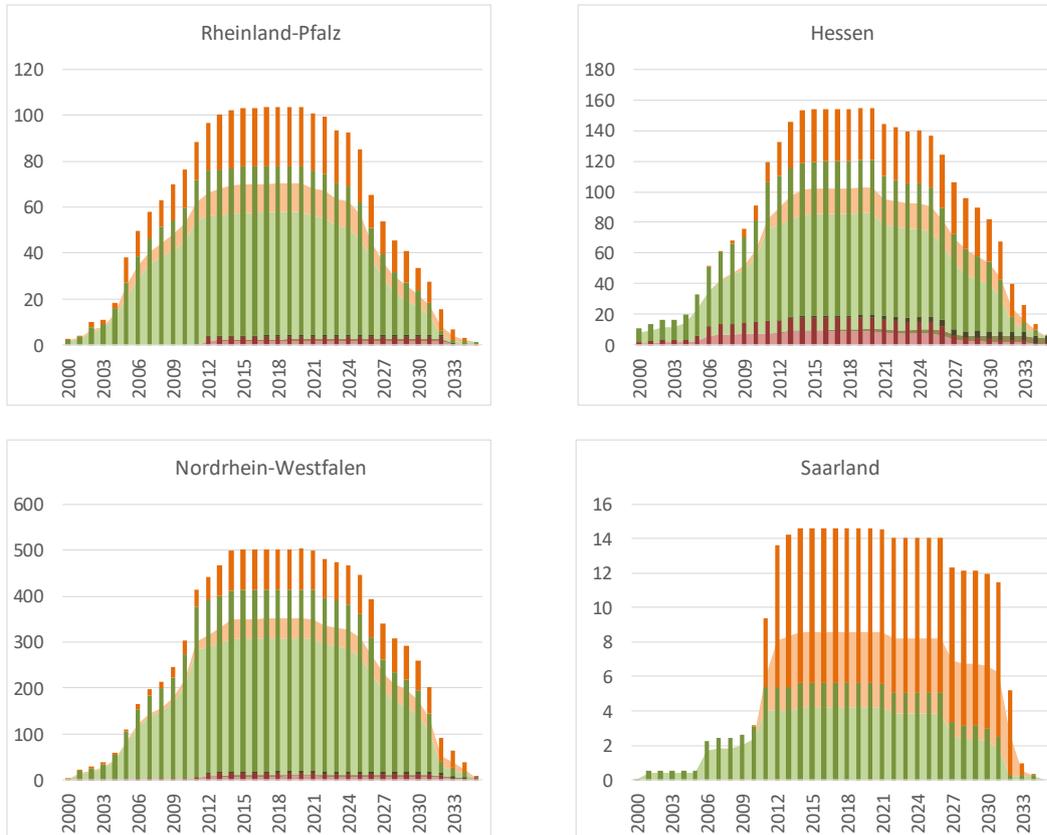


Abbildung 18: Bestandsentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 für die Biogasanlagen in der Regionalgruppe Mitte-West (Hessen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Saarland)

In der Regionalgruppe Mitte-West sind die vier Bundesländer Rheinland-Pfalz, Hessen, Nordrhein-Westfalen und das Saarland zusammengefasst. In Summe enthält diese Gruppe 770 MW und damit 15 % der installierten Leistung in Deutschland. Das Saarland ähnelt mit einem sehr hohen Anteil an Biomethan-BHKWs und einer insgesamt relativ geringen Kapazität von ca. 15 MW eher den nachfolgend beschriebenen Stadtstaaten, ist hier aus formalen Gründen aber den Flächenbundesländern zugeordnet worden. Für das Saarland liegen aufgrund fehlender Rückläufe aus der Betreiberbefragung keine Informationen zum Substrateinsatz vor. In den restlichen Bundesländern reichen die NawaRo-Anteile von 63 % in RLP, über 57 % in HE bis 56 % in NRW. In Bezug auf die im Ausschreibungsdesign maximal zulässigen Massenanteile für Mais und Getreidekorn liegen RLP mit 50,4 % deutlich und NRW mit 45 % knapp über der letzten Stufe des „Maisdeckels“. In Hessen liegen die Werte darunter. Für die Einsatzstoffverteilung wurden ausschließlich landwirtschaftliche BGA herangezogen, so dass eine Verzerrung der Ergebnisse durch den relativ hohen Anteil an Abfallanlagen in Hessen ausgeschlossen werden kann.

5.3.6 Stadtstaaten

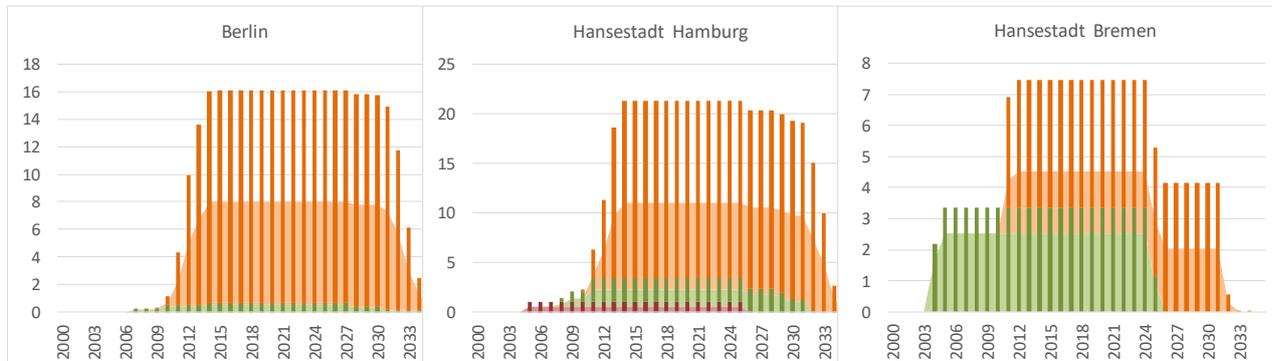


Abbildung 19: Bestandentwicklung der Biogasanlagen für das Szenario 1 in den Stadtstaaten (Berlin, Hamburg, Bremen)

Die Stadtstaaten sollen hier der Vollständigkeit halber mit aufgeführt werden, wenn gleich diese in Summe nur 45 MW und damit knapp 1 % der installierten Leistung stellen. In allen drei Städten stellen Biomethan-BHKW einen sehr hohen Anteil der Biogasleistung. Landwirtschaftliche Anlagen oder Biogasanlagen zur Vergärung von Abfällen sind nur in sehr geringem Umfang vorhanden. Da für die Stadtstaaten keine Erhebung zum Substrateinsatz vorliegen, können an dieser Stelle keine Angaben zum Einsatzstoffspektrum gemacht werden.

5.4 Ableitung und Diskussion der Notwendigkeiten zur Kompensation potenziell wegfallender Bioenergie (Strom/Wärme)

Für den Fall das der oben beschriebene Bestand an Biogasanlagen vollständig aus dem Energiesystem ausscheiden würde, entstünde eine Lücke im gesamtdeutschen bisherigen Zubau an Erneuerbarer Energie im Strom- und Wärmesektor. Technisch gesehen bestehen grundsätzlich zwei verschiedene Möglichkeiten diese Energiemengen anderweitig bereit zu stellen. Zum einen könnten fossile Anlagen die Energie liefern, zum anderen könnten die wegfallenden regenerativen Anlagen durch - im Vergleich zum bisherigen Ausbaupfad - zusätzliche EE-Anlagen im Bereich Strom und Wärme kompensiert werden. Im Stromsektor ist dabei außerdem zu berücksichtigen, dass Biogasanlagen neben der Stromproduktion auch als Flexibilitätsoption genutzt werden können und so auch diese Funktionalität im Energiesystem anderweitig bereitgestellt werden müsste. Unter der Annahme der Gültigkeit der deutschen Klimaschutzziele wird nachfolgend vom Ersatz der je nach Szenario entstehenden Lücken durch

andere erneuerbare Optionen ausgegangen. Dazu sollen folgende Grundannahmen zur Substitution der wegfallenden Beiträge gelten:

- Strom: 50 % Wind an Land und 50 % PV (in Bezug auf W_{el})
- Wärme: Hochtemperaturwärmepumpen, Jahresarbeitszahl=2,5
- Flexibilitätsoption: Batteriespeicher mit C-Verhältnis=1/8

Als Referenztechnologie für Windenergie an Land werden Anlagen mit 2.924 Vollbenutzungsstunden (vbh) herangezogen. Dabei ist für eine TWh ca. 0,34 GW installierte Leistung erforderlich. Für PV werden unabhängig von Zelltechnologie und Aufstellort jährlich 908 vbh angenommen (Bernath et al. 2017, S. 224–225). Im Durchschnitt sind hier 1,1 GW erforderlich, um eine TWh zu erzeugen. Zur Kompensation der fehlenden erneuerbaren Wärmemengen wurde der Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen mit einer Jahresarbeitszahl von 2,5 angenommen. Aus technischer Sicht besteht zwar auch die Möglichkeit die Wärme aus Solarthermie- oder Holzenergieanlagen bereitzustellen. Erstere bieten aber im Vergleich zur PV einen schlechteren exergetischen Wirkungsgrad. Letztere ist als begrenzte Ressource aus Klimagesichtspunkten in der Prozesswärme vorteilhafter eingesetzt (BCG und Prognos AG 2018). Die entsprechenden KWK-Wärmemengen werden unter Berücksichtigung der Jahresarbeitszahl von 2,5 ebenfalls dem Strombereich zugeschlagen, um hier eine einheitliche Vergleichsbasis zu schaffen. Im Ergebnis würden im Szenario 1, also bei einem weitest gehenden Auslaufen der Biogasanlagen, wie in Tabelle 14 dargestellt, zusätzlich zu den ohnehin notwendigen Ausbauvolumina bis 2035 mindestens 6,1 GW Wind an Land und 19,7 GW PV notwendig sein. Hierbei wird in der Doppelspalte „ P_{el} Wind / PV kumuliert“ dargestellt wie sich bis 2035 die Gesamtmenge an notwendigem Zubau für Wind und PV darstellt. Diese Zahlen sollen als Vergleichsmaßstab dienen, um die Größenordnungen zum heutigen Anlagenpark von 50,5 GW Wind an Land und 42,4 GW PV (BMWI 2018b, 2015a) einordnen zu können. In der Doppelspalte „Zubau Wind / PV“ ist der jahresscharfe erforderliche zusätzliche Zubau an Kapazität für Wind und PV dargestellt.

Tabelle 14: Übersicht der Hochrechnung zur Kompensation der Deckungslücken für Strom und Wärme im Szenario 1; DBFZ, eigene Berechnungen

Szenario 1	zu kompensierende Strom- und Wärmemengen				Verteilung PV- zu Windstrom 50 % / 50 %				
	Jahr [a]	Strom [TWh]	Wärme [TWh]	Strom WP [TWh]	Strom gesamt [TWh]	P _{el} Wind / PV kumuliert		Zubau Wind / PV	
					Wind [GW]	PV [GW]	Wind [MW]	PV [MW]	
2020	0,0	0,0	0	0,0	0	0	0	0	
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6	20	
2022	1,3	0,6	0,2	1,5	0,3	0,8	250	805	
2023	1,6	0,7	0,3	1,9	0,3	1,0	65	209	
2024	1,8	0,8	0,3	2,1	0,4	1,2	46	148	
2025	3,0	1,4	0,5	3,6	0,6	2,0	241	777	
2026	6,2	2,8	1,1	7,3	1,3	4,0	646	2.079	
2027	10,1	4,5	1,8	11,9	2,0	6,6	784	2.526	
2028	13,1	5,8	2,3	15,5	2,6	8,5	604	1.944	
2029	14,6	6,5	2,6	17,2	2,9	9,5	297	955	
2030	16,5	7,4	3,0	19,5	3,3	10,7	389	1.253	
2031	20,2	9,2	3,7	23,9	4,1	13,1	752	2.423	
2032	26,3	12,0	4,8	31,1	5,3	17,1	1.233	3.970	
2033	27,4	12,8	5,1	32,5	5,6	17,9	249	803	
2034	28,5	13,5	5,4	33,9	5,8	18,7	235	756	
2035	29,9	14,8	5,9	35,8	6,1	19,7	321	1.034	
					Mittlerer Zubau [MW/a] (2020 - 2035)		382	1.231	

Da zusätzlich zum Wegfall der elektrischen und thermischen Arbeit auch die Funktionalität der Biogasanlagen als Flexibilitätsoption berücksichtigt werden muss, soll nachfolgend vereinfachend davon ausgegangen werden, dass die Leistung der Anlagen der Kategorien NawaRo-BGA und BM-BHKW in gleichem Umfang durch (Batterie-) Speicher mit einem Kapazitätsfaktor (C-Rate) von 1/8 zu ersetzen sind. Der ange-setzte Kapazitätsfaktor soll hier eine Äquivalenz zu dreifach überbauten Biogasanla-gen repräsentieren, die ihre tägliche Gasverwertung auf 8 h konzentrieren können, so dass beide Flexibilitätsoptionen 8 h die volle Leistung bereitstellen können.

Die Ergebnisse dieser Abschätzung zeigen noch deutlicher, wie groß der zusätzliche Ausbaubedarf im Fall des Auslaufens des Biogasanlagenbestandes, wie im Szenario 1 dargestellt, wäre. Wie Tabelle 15 zeigt, wäre dazu schätzungsweise ein zusätzlicher Bedarf an 4,8 GW installierter Leistung sowie ca. 38 GWh Speicherkapazität erforderlich. Im Gegensatz zur aktuellen C-Rate (0,45) bei den heute installierten Batteriespei-chern wurde eine höhere Speicherkapazität im Vergleich zur Leistung definiert, da die Speicher auch das von den Biogasanlagen bediente Segment für mittelfristige Verla-gerungsbedarfe (Stromspitzen bzw. Deckungslücken) abdecken müssen, um einen gleichwertigen Ersatz bieten zu können. Angesichts hoher Wachstumsraten der Bat-teriespeichertechnologie in verschiedenen Marktsegmenten scheint die Realisierung der dargestellten Installationsvolumina aus technischer Sicht möglich.

Tabelle 15: Übersicht der geschätzten zusätzlichen Speicherkapazitäten für den Ausgleich der fehlenden Beiträge als Flexibilitätsoption der Bioenergie, DBFZ eigene Berechnungen

Szenario 1 Jahr [a]	zu kompensierende steuerbare Leistung			Speicher		Zubau Speicher	
	NawaRo-BGA [MW]	BM-BHKW [MW]	Gesamt [MW]	Leistung [GW]	Kapazität [GWh]	Leistung [MW]	Kapazität [MWh]
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0	0
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	14	110
2022	0,2	0,0	0,2	0,2	1,6	189	1.508
2023	0,3	0,0	0,3	0,3	2,1	58	462
2024	0,3	0,0	0,3	0,3	2,4	44	352
2025	0,5	0,0	0,5	0,5	3,9	188	1.502
2026	1,0	0,0	1,0	1,0	7,9	494	3.954
2027	1,6	0,0	1,6	1,6	12,6	591	4.724
2028	2,0	0,0	2,0	2,0	16,3	455	3.640
2029	2,3	0,0	2,3	2,3	18,1	230	1.844
2030	2,6	0,0	2,6	2,6	20,5	304	2.435
2031	3,1	0,1	3,2	3,2	25,2	586	4.689
2032	4,0	0,1	4,1	4,1	32,8	946	7.566
2033	4,1	0,2	4,3	4,3	34,3	189	1.511
2034	4,2	0,3	4,5	4,5	35,9	194	1.556
2035	4,2	0,5	4,8	4,8	38,2	295	2.360
Mittlerer Zubau [MW/a] (2020 - 2035)						299	2.388

Die Dynamik wird getrieben durch einen globalen Trend zur batterieelektrischen Elektromobilität und der Errichtung stationärer Speicher und wird daher auch zukünftig anhalten. Zum Vergleich der Größenordnungen soll auf den aktuellen Bestand an Pumpspeicherkraftwerken und stationären Batteriespeichern verwiesen werden. In Deutschland sind zum Ende des Jahres 2018 in Summe Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Leistung von 6,4 GW und einer Speicherkapazität von 39 GWh verfügbar. Im Bereich stationärer Batteriespeicher gibt es seit einigen Jahren eine sehr dynamische Entwicklung, so dass hier im Jahr 2018 schon 0,7 GW installierte Leistung (davon 323 MW in Großspeicherprojekten und 385 MW in dezentralen Heimspeicheranwendungen) installiert sind, die ungefähr 1,6 GWh Kapazität aufweisen, entsprechend einer mengengewichteten C-Rate von 0,45 (Sandia National Laboratories, Office of Electricity 2019).

Ob die Bereitstellung der Flexibilität über Batteriespeicher unter volkswirtschaftlichen Gesichtspunkten teurer oder günstiger ist als der Betrieb von flexiblen Bioenergieanlagen, bleibt jedoch eine offene Forschungsfrage.

5.5 Zwischenfazit

Die drei dargestellten Szenarien der zukünftigen Entwicklung der Biogasanlagen in Deutschland umfassen eine große Bandbreite möglicher Entwicklungspfade: Weitest gehender Bestandsabbau, Teilerhalt des Bestandes bis hin zu einem weitest gehenden Erhalt des Bestandes. Es muss hier aus Gründen der methodischen Vereinfachung aber dahingehend abstrahiert werden, als dass nicht alle wesentlichen Einflussfaktoren im Detail betrachtet und variiert werden können. Es wurde ebenfalls gezeigt, dass es zwischen den Bundesländern erhebliche Unterschiede in Bezug auf die Agglomeration von Anlagen und Einsatzstoffen gibt.

Die heute in Deutschland in Betrieb befindlichen Biogasanlagen leisten einen nennenswerten Beitrag zu Bereitstellung erneuerbaren Stroms und erneuerbarer Energien und können durch die Flexibilisierung der Anlagen als Flexibilitätsoption Schwankungen der Residuallast ausgleichen. Über alle Szenarien hinweg wurde angenommen, dass der Zubau von Neuanlagen unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nur für zwei Anlagenarten eine rentable Umsetzung ermöglicht: Güllekleinanlagen und Abfallanlagen. Die Bestandsentwicklung wird also mutmaßlich vor allem durch die Bestandsanlagen getragen.

Wenn, wie im Szenario 1 beschrieben, der Anlagenbestand weitestgehend außer Betrieb gehen würde, fallen im deutschen Energiesystem bis 2035 30 TWh Strom, 15 TWh Wärme aus Kraft-Wärmekoppelung sowie 4,8 GW steuerbare Leistung weg. Zur Kompensation müssten bis 2035 kumuliert rund 6,1 GW Wind und 19,7 GW PV zusätzlich zum normalen Ausbaupfad zugebaut werden (oder 0,4 GW Wind und 1,2 GW PV im Jahresdurchschnitt). Im gleichen Zeitraum müssten auch kumuliert 4,8 GW (oder 0,3 GW jahresdurchschnittlich) Speicher zugebaut werden. In Bezug auf die steuerbare Leistung wurden konservative Annahmen zur Flexibilisierung der Bestandsanlagen verwendet. Kurz vor Redaktionsschluss zu diesem Bericht hat die Bundesregierung das Energiesammelgesetz beschlossen, das die Möglichkeiten der Flexibilisierung noch nicht flexibilisierter Anlagen verbessert, so dass perspektivisch bei gleicher bereit gestellter Jahresarbeit auch eine größere Kapazität steuerbarer Leistung aus Biogasanlagen denkbar ist. Diese gewinnt im Zeitraum ab 2030 deutlich an Bedeutung, also dann, wenn die Anlagen aus der EEG Refinanzierung fallen.

6 Analyse der Flächen- und Ressourcen-bezogenen sowie der ökobilanziellen (THG)Effekte auf Basis der Szenarien

6.1 Nutzung landwirtschaftlicher Hauptprodukte und Flächenbedarf

Die in Abbildung 20 bis Abbildung 22 dargestellten Einsatzmengen an Biomassen zur Biogaserzeugung rekrutieren sich zu einem hohen Anteil aus nachwachsenden Rohstoffen. Der Energiepflanzenanteil wird hier wie unter Abschnitt 5.3 beschrieben auf wenige Hauptfruchtarten aggregiert. Einen besonderen Stellenwert nimmt dabei Mais ein, welcher durch hohe Energieerträge je Hektar, geringe Standortansprüche, technisch effektive Integrierbarkeit ins Produktionssystem, sowie etablierte Anbauverfahren und langjährige züchterische Bearbeitung eine hohe relative Vorzüglichkeit besitzt (Amon et al. 2003). Als weitere bedeutende Biogassubstrate werden Getreide-GPS und Grassilage eingesetzt. Beide Anbaubiomassen werden in ähnlichen Größenordnung deutschlandweit genutzt. Grassilage ist als Substrat für die Biogaserzeugung durch eine Intensivierung der Grünlandnutzung nutzbar und zeichnet sich durch eine gute Vergärbarkeit und optimale Bereitstellung (Ballensilage) aus. In Abhängigkeit pflanzenbaulicher Maßnahmen und standortspezifischer Ertragspotenziale liegt die mittlere Substratausbeute von Grünlandaufwüchsen in vergleichbaren Größenordnungen wie bei Klee gras, Getreide-GPS und Mais (Hartmann et al. 2011).

Für die Beschreibung der quantitativen Biomasseeinsätze in Biogasanlagen werden exemplarisch die Jahre 2017, 2025 und 2035 miteinander verglichen. Zur Vereinfachung der Annahmen sind nur die wichtigsten Komponenten in der Substratmischung aufgeführt (maximal fünf verschiedene Einsatzstoffe pro Anlagenkategorie). Bei der Anbaubiomasse begrenzt sich daher die Darstellung der Biomasseeinsätze auf Mais-silage, Getreide-GPS und Grassilage. In allen drei Szenarien bildet Mais im Referenz-jahr 2017 die dominierende Komponente (rund 42 Mt p.a. FM) innerhalb der Anbaubi-omasse und innerhalb aller eingesetzten Biomassen (inkl. Rest- und Abfallstoffe) in der Substratmischung. Durch die getroffenen Annahmen wird wie oben beschrieben eine Verschiebung zwischen den einzelnen Biomassen ausgeschlossen. Somit wird die relative Verteilung der Einsatzstoffe konstant bis 2035 fortgeschrieben. Eine Vari-ation der Einsatzstoffverteilung ist zwar methodisch möglich, aber auf Grund fehlender methodischer Ansätze zur Bestimmung der zukünftigen Trends und Entwicklungen nicht zielgerichtet umsetzbar.

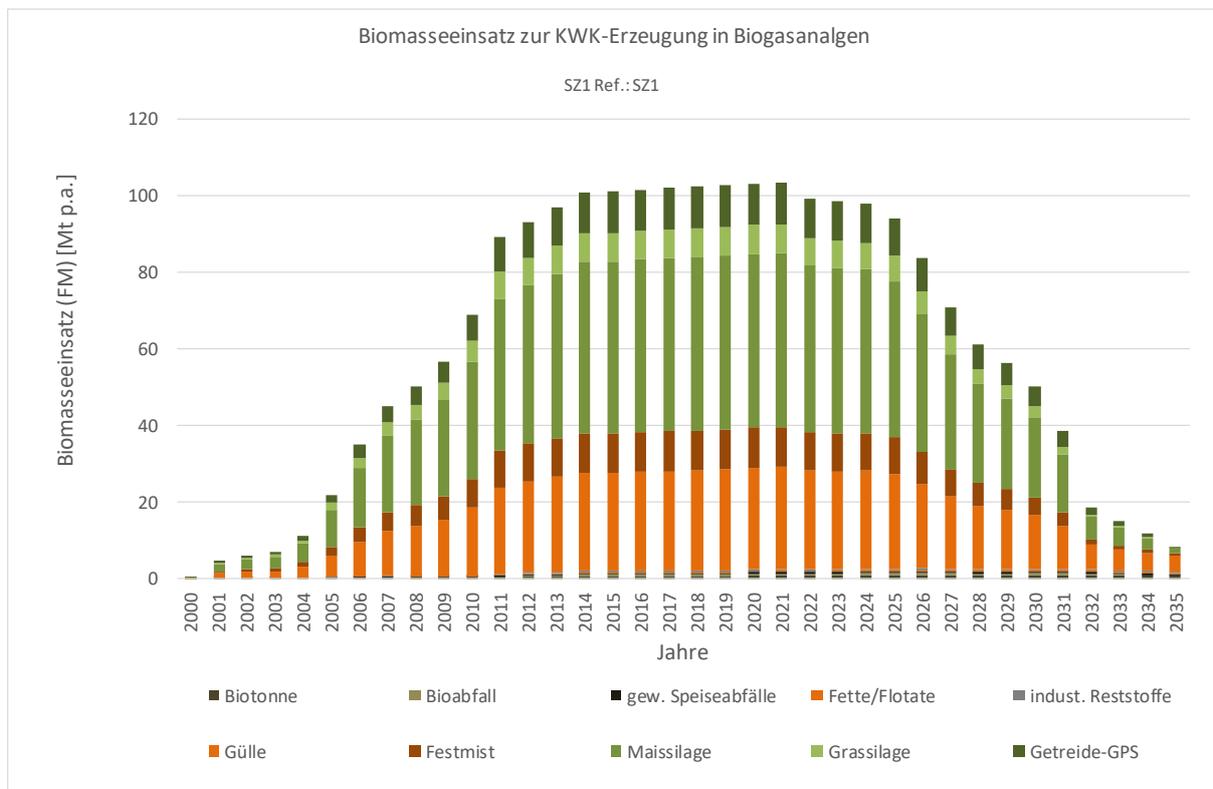


Abbildung 20: Biomasseinsatz Trendszenario 1 (Referenzszenario – Auslaufen des Bestandes)

Im Trendszenario 1 sinken analog mit der Reduktion des Bestandes an Biogasanlagen auch die Biomasseeinsätze von Mais, Gras und Getreide-GPS (Abbildung 20). Im Jahr 2025 ist mit einem Substrateinsatz bei Mais von etwa 40 Mt p.a. FM auszugehen, bei Getreide GPS von 10 Mt p.a. FM und bei Grassilage von rund 8 Mt p.a. FM. Im Jahr 2035 ist ein erheblicher Rückgang im Bereich Anbaubiomasse im Vergleich zu 2017 zu konstatieren. Allein der Mais verzeichnet mit noch ca. 2 Mt p.a. FM einen nennenswerten Umsatz zur Biogaserzeugung. Dies ist vor allem dem Umstand geschuldet, dass die dann noch in Betrieb befindlichen Güllekleinanlagen 15 % Maissilage in der Rationsmischung enthalten.

Durch die Annahmen im Szenario 2 wird der Substrateinsatz bis 2025 relativ konstant gehalten. Mit einem Biomasseeinsatz von 45 Mt p.a. FM für Maissilage, 10 Mt p.a. FM für Getreide-GPS und 8 Mt p.a. FM für Grassilage sind nur leichte Verschiebungen im Vergleich zu 2017 ersichtlich. Durch das Ausscheiden eines Teils des Anlagenbestandes geht bis zum Jahr 2035 der Einsatz von Anbaubiomasse aber auch hier deutlich zurück (Abbildung 21). Der Teilerhalt von Biogasanlagen durch einen Übergang ins Ausschreibungsdesign führt jedoch im Vergleich zum Szenario 1 zu einem höheren Biomasseeinsatz im Jahr 2035.

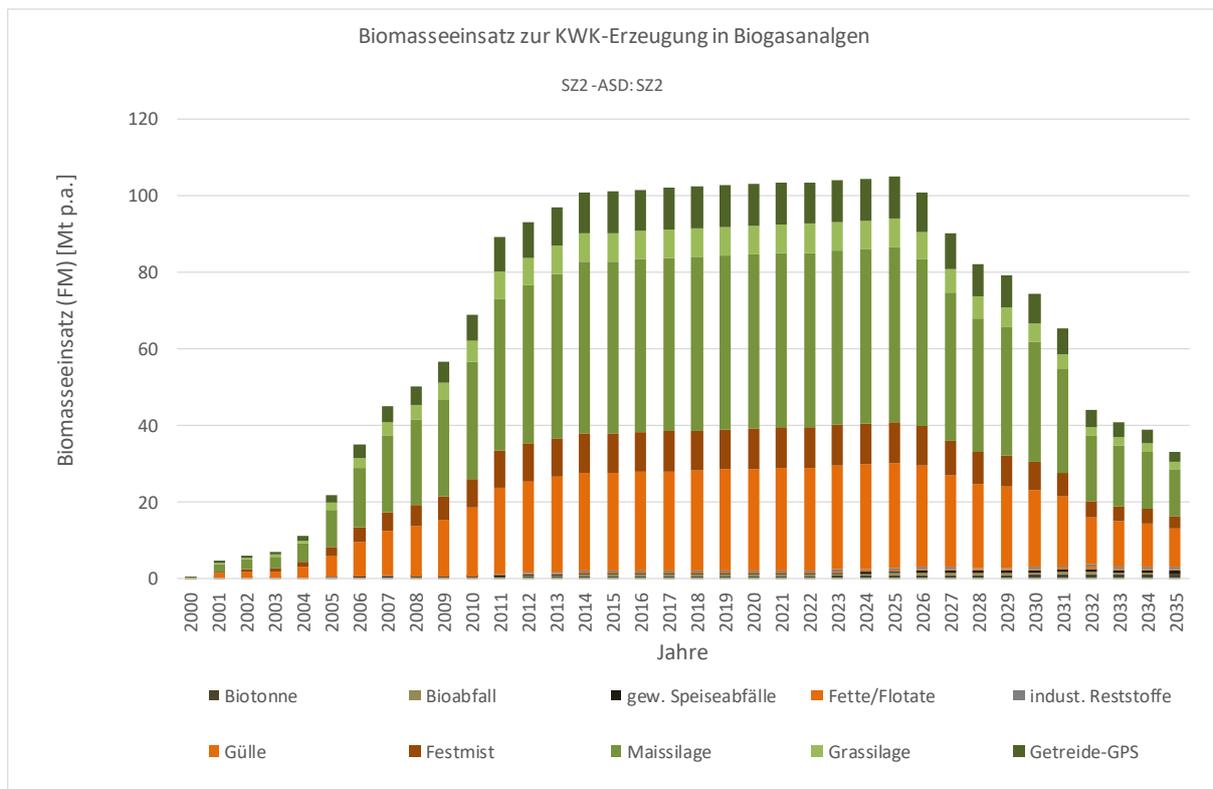


Abbildung 21: Biomasseeinsatz Trendszenario 2 (Abschätzung bei Fortschreibung des Ausschreibungsdesigns (ASD))

Das Szenario 3 ist gekennzeichnet durch den Erhalt der installierten Leistung. Damit bleibt der Substratbedarf an nachwachsenden Rohstoffen über die gesamte Laufzeit nahezu konstant (Abbildung 22). Durch die Flexibilisierung von einer begrenzten Zahl von Anlagen durch die Absenkung der Bemessungsleistung führt es im Jahr 2035 zu einer moderaten Absenkung des Anbaubiomasseeinsatzes um ca. 5 Mt p.a. FM.

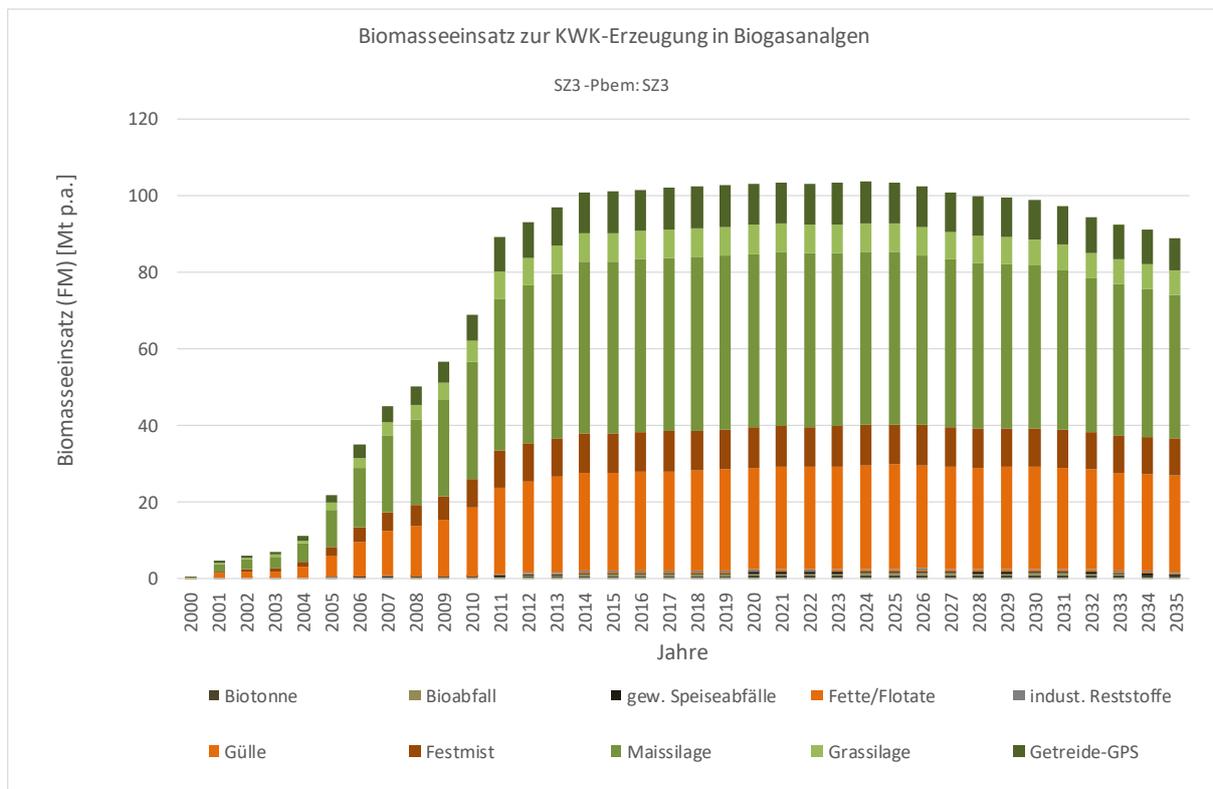


Abbildung 22: Biomasseeinsatz Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland

6.1.1 Flächennutzung

6.1.1.1 Szenarien

Im folgenden Abschnitt werden die Anbauflächen zur Biogassubstraterzeugung in Deutschland für die drei aggregierten Kulturarten zusammengefasst. Die Aggregation auf drei Biomassen berücksichtigt den Gesamtprimärenergiebedarf des jeweiligen Anlagenportfolios, sodass auch die anderen Anbaubiomassen hier implizit mit enthalten sind. Da die Mengenanteile für Getreidekorn, Zwischenfrüchte und Zuckerrüben relativ niedrig sind und die Methanhektarerträge sich auch nicht um Größenordnungen gegenüber den anderen NawaRo unterscheiden, ist der entstehende Fehler tolerierbar.

Der dynamische Verlauf der Anbauflächen für die drei betrachteten Anbaubiomassen Maissilage, Grassilage und Getreide-GPS sind in Abbildung 23 bis Abbildung 25 dargestellt. Mit etwa 1 Mio. ha nimmt Silomais im Referenzjahr 2017 den größten Anteil bei der Anbaufläche ein. Einen deutlich geringeren Anteil der Anbaufläche (jeweils 200.000 ha) wird für die Produktion von Grassilage und Getreide-GPS bereitgestellt. Demzufolge werden im Szenario 1 auf einer Anbaufläche von rund 1,5 Mio. ha diese drei Biogaskulturen angebaut. Die Zunahme der Anbaufläche für Mais bis zum Jahr 2013 ist insbesondere auf die Novellen 2004 und 2009 des EEGs zurückzuführen, die einen starken Zubau von Neuanlagen befördert und mit der Einführung des NawaRo-

Bonus den Einsatz von Energiepflanzen angereizt haben. Die Annahmen für das Szenario 1 bewirken im Zeitraum von etwa 2009 bis 2024 die höchste Flächeninanspruchnahme für Biogaskulturen mit etwa 1,5 Mio. ha. Ab dem Jahr 2025 ist ein deutliches Absinken der Anbaufläche für alle drei Kulturen erkennbar. Das drastische Ausscheiden der Anlagen hat im Jahr 2035 einen deutlich geminderten Substratbedarf und damit eine Reduzierung der Anbaufläche aller Biogassubstrate, insbesondere bei Mais (20 Tsd. ha) zur Folge (Abbildung 23).

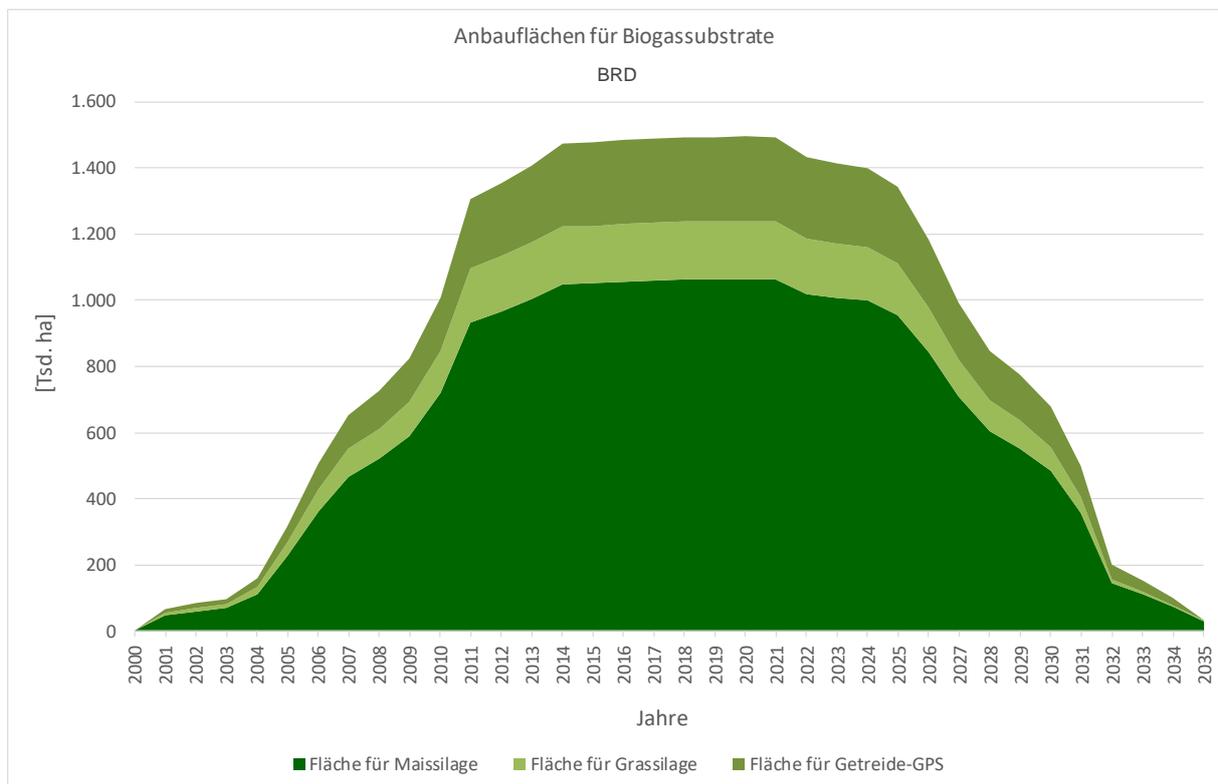


Abbildung 23: Flächenbedarf Trendszenario 1 (Referenzszenario – Auslaufen des Bestandes)

Die Annahmen des Szenarios 2 induzieren eine maximale Inanspruchnahme von landwirtschaftlicher Nutzfläche von 1,55 Mio. ha (vgl. Abbildung 24). Analog zum Szenario 1 wird etwa dreiviertel der Anbaubiomasse durch den Anbau von Silomais zur Verfügung gestellt. Im restlichen Viertel dominieren Getreide-GPS und Grassilage. Die Teilerhaltung des Anlagenbestandes verzögert das Ausscheiden einzelner Anlagen und hat eine längere Flächeninanspruchnahme im Vergleich zum Szenario 1 zur Folge. Im Jahr 2035 werden noch auf insgesamt 400 Tsd. ha Biomassen zur Biogaserzeugung angebaut.

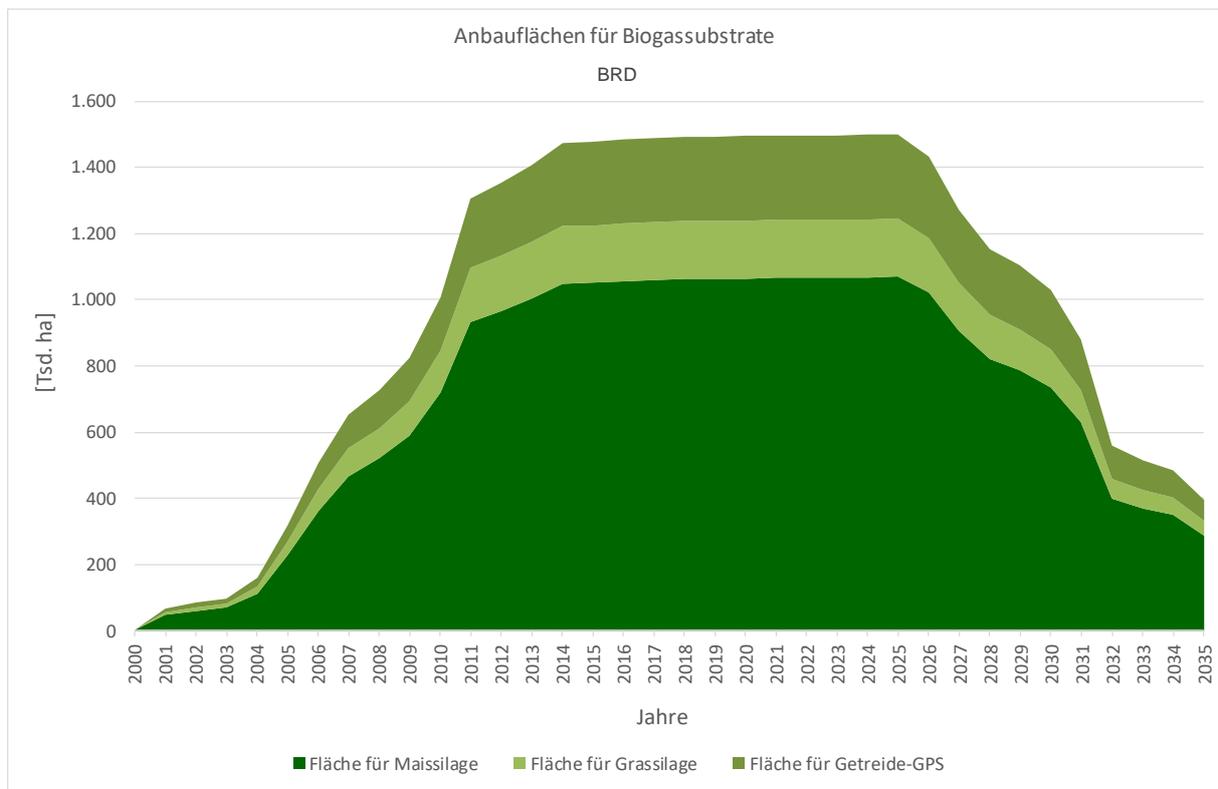


Abbildung 24: Flächenbedarf Trendszenario 2: Abschätzung bei Fortschreibung des Ausschreibungsdesigns (ASD)

Im Szenario 3 bleibt durch eine Erhaltung der installierten Leistung und die moderate Absenkung der Bemessungsleistung für die Flexibilisierung von Bestandsanlagen die Flächeninanspruchnahme für Biogassubstrate im Vergleich zum Referenzjahr 2017 nahezu konstant. Dabei wird der überwiegende Teil der landwirtschaftlichen Nutzfläche zur Produktion von Mais genutzt. Mit rund 1 Mio. ha Anbaufläche wären die Auswirkungen eines hohen Maisanteiles in der Fruchtfolge identisch zu den gegenwärtigen Verhältnissen. Darüber hinaus werden weiterhin Getreide-GPS und Grassilage als Substrate genutzt. Damit errechnet sich eine maximale Anbaufläche für die Biogaserzeugung von rund 1,5 Mio. ha.

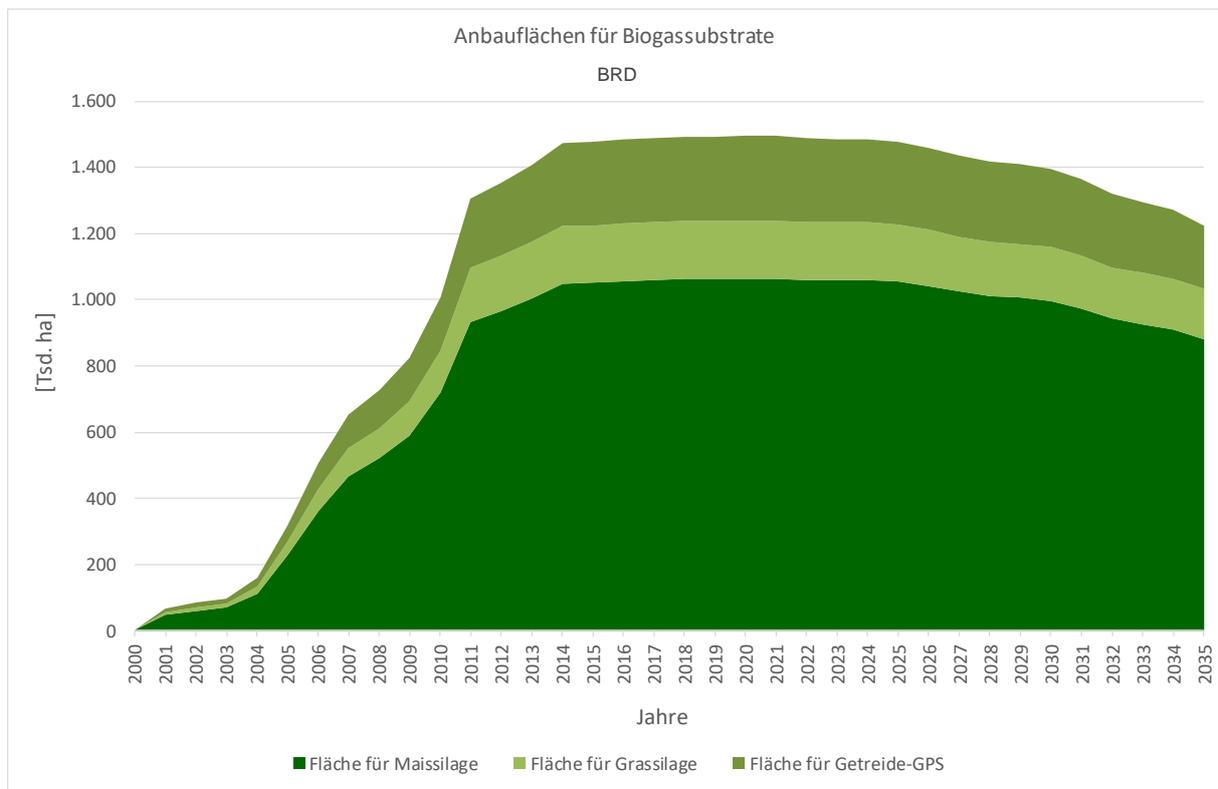


Abbildung 25: Flächenbedarf Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland, eigene Abbildung

Durch die gesetzten Annahmen wird im Szenario 3 – ohne weitergehende Maßnahmen - der bisherige Flächendruck aufrecht gehalten, mit weitreichenden Folge, u.a.:

- Anhaltender, erhöhter Anfall an Gärresten
- Intensivierung von Dauergrünland
- Einseitige Fruchtfolgen in vielen Regionen
- Gefahr von Bodenerosion

6.1.1.2 Ursache-Wirkungs-Beziehungen

Die in Szenario 1 und 2 dargestellte zurückgehende Stromerzeugung aus Biogasanlagen und der damit sinkende Bedarf an nachwachsenden Rohstoffen würden vielfältige und sehr unterschiedliche Effekte auf die Agrarmärkte und –strukturen nach sich ziehen. Im Folgenden werden ausgewählte Ursache-Wirkungs-Beziehungen näher erläutert. In den Veredelungsregionen würde ein Wegfall der Anbaufläche für Silomais bei einem unterstellten, gleichbleibenden Tierbestand eine Veränderung in der Fruchtfolge bewirken. Die Nutzungskonkurrenz zwischen Biogasproduktion und Tierhaltung würde sich entschärfen. Anstelle der Sommerung von Mais könnten wirtschaftlich lohnenswertere Kulturarten wie Raps oder Getreide angebaut werden. Maisschläge, die oftmals als zweites Habitat für Insekten und zum Teil auch Vögel dienen, fallen dann

aber weg. Getreidebetontere Fruchtfolgen sind mutmaßlich die Folge, Pflanzenkrankheiten sowie Problemunkräuter können sich dann häufen und die Biodiversität nimmt ab. In einzelnen Regionen in denen die Maisanbaukonzentration zur Zeit deutlich oberhalb von 50 % liegt, würde sich eine Reduktion der Maisanteile nicht zwingend negativ auswirken.

Der Rückgang der Substratnachfrage von Silomais in Veredelungsregionen hat auch auf die Nährstoffbilanzen eine große Wirkung. Ein Absinken der Biogaserzeugung bewirkt eine Verringerung des Anfalls an Gärresten und kann bei gleichbleibendem Tierbestand in Abhängigkeit der Substratzusammensetzung (hohe NawaRo-Anteile bringen zusätzliche Nährstofffrachten mit ins System) zu reduzierten Nährstoffsalden beitragen. Wird jedoch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten der Einkommensausfall durch eine Intensivierung der Tierhaltung kompensiert, so bleiben die negativen Auswirkungen wie Überdüngung und „Vermaisung“ erhalten, oder verschärfen sich in Bezug auf Nährstoffüberhänge wenn vermehrt Importfuttermitteln eingesetzt werden.

Besonders nachteilig würde sich in diesem Fall der Anbau von Grundfutter auf den frei werdenden Flächen bei gleichzeitigem Import von Kraftfutter bzw. von Eiweißträgern auswirken, da damit die Nährstoffbilanzüberschüsse in diesen Regionen gegenüber dem heutigen Niveau weiter steigen.

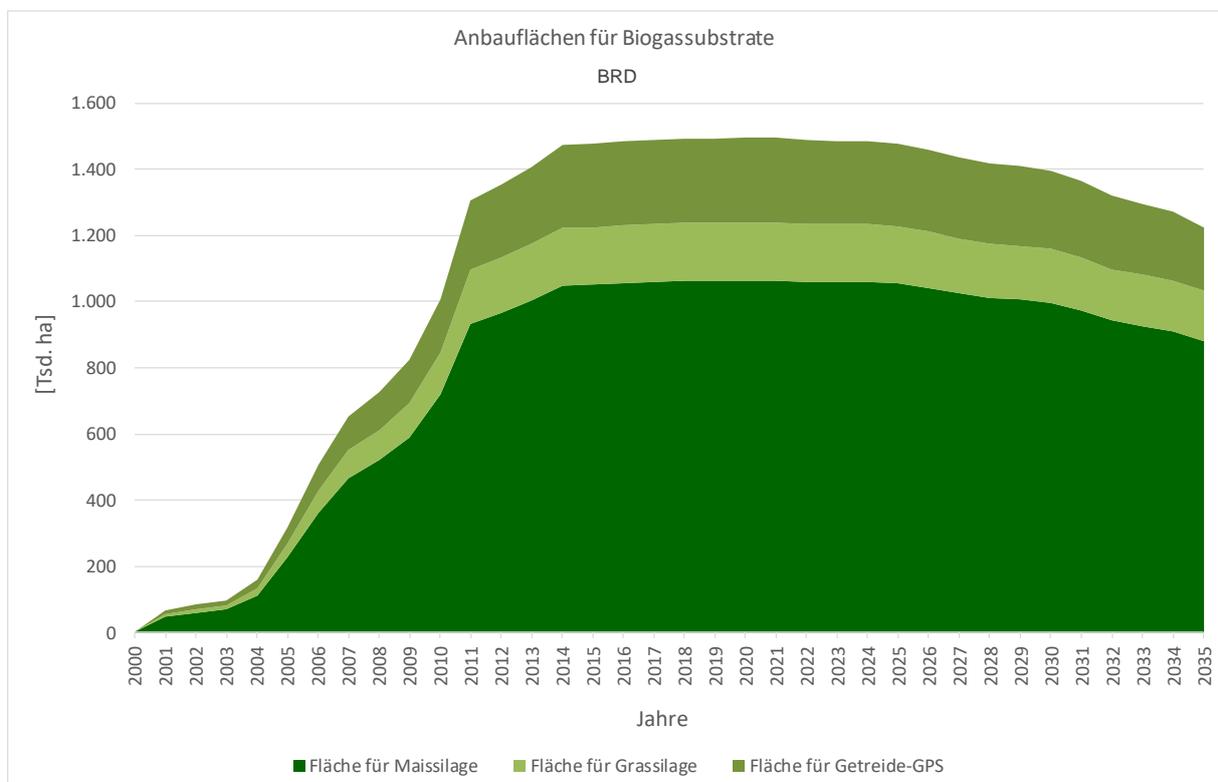


Abbildung 26: Trendszenario 3: Erhalt der installierten Leistung für die Bestandsentwicklung der Biogasanlagen in Deutschland, eigene Abbildung

Bei Szenario 1 und 2 werden auf frei werdendem Ackerland sehr wahrscheinlich Marktfrüchte angebaut, die einen hohen Deckungsbeitrag erwirtschaften. Dabei kann heute noch nicht genau abgeschätzt werden, ob diese Kulturen als Nahrungsmittel, Futtermittel oder Energiepflanzen bzw. für die stoffliche Nutzung verwendet werden.

Im Szenario 3 ist durch den Maisdeckel im EEG und dem damit verbundenen, verstärkten Anbau alternativer Substrate (GPS, Ackergras, durchwachsene Silphie), die im Vergleich zum Mais einen geringeren Methanhektarertrag aufweisen, davon auszugehen, dass für eine gleichbleibende Gasproduktion mehr Fläche benötigt wird.

Durch die Stilllegung von Biogasanlagen kann gleichzeitig auch die Weiterführung des Gesamtbetriebes in Frage gestellt werden, so dass zeitgleich landwirtschaftliche Betriebe zur Disposition stehen. Da Betriebe mit einer Biogasanlage und Milchviehhaltung einen Teil der Milchpreisschwankungen durch die Biogasanlage auffangen konnten und durch die Verwertung von Gülle und Futterresten Synergieeffekte generieren konnten, kann es für diese Betriebe in Zukunft ohne eine Biogasanlage schwer sein sich am hart umkämpften Milchmarkt zu behaupten. Betriebe mit hohem Grünlandanteil in beispielsweise Mittelgebirgsregionen, werden diese ohne Biogasanlage und Milchviehhaltung zukünftig nicht mehr wirtschaftlich nutzen. Umliegende Betriebe werden zwar Teile der frei werdenden Fläche übernehmen, aber nur wenn die Feld-Hof-Entfernungen nicht zu groß sind. So läuft auf Grünlandflächen nach und nach natürliche Sukzession auf. Zwischen 2011-2016 sind durchschnittlich jährlich 5.000 ha Grünland verbuscht (Wern et al. 2018).

In milchviehstarken Regionen wie beispielsweise Schleswig-Holstein mit ertragsreichem Grünland würden mutmaßlich frei werdende Flächen durch eine Erweiterung der umliegenden Milchviehbetriebe den Wegfall der Biogasanlagen ausgleichen und die frei werdenden Flächenkontingente absorbieren. Bei Milchviehbetrieben, für die die Biogasanlage integraler Bestandteil des Gesamtbetriebes ist, besteht je nach Alter des Hofes (Technik, Größe der Stallungen für die Tiere) die Gefahr, dass das Einkommen ohne Biogasanlage zu gering ist, um einen wirtschaftlichen Betrieb weiterhin dazustellen (unterkritische Betriebsgröße).

Bei Szenario 1 und 2 werden sich die Betriebe nach dem Wegfall der Biogasanlagen, die durch die EEG's an unterschiedliche Vorgaben gebunden waren (Maisanteil usw.), frei nach den Preisrelationen der Marktfrüchte orientieren, was zu einem sehr stark einseitigen Anbauverfahren führen kann. Insbesondere Pflanzen wie die Durchwachsene Silphie, die sich gerade erst etablieren, würden mit hoher Wahrscheinlichkeit aus

der Fruchtfolge wieder verschwinden, da diese bis auf die energetische Nutzung auch keiner anderen Verwertungsoption zuzuführen sind.

6.2 Nutzung biogener Reststoffe

Neben dem in Abschnitt 6.1 dargestellten Einsatz von landwirtschaftlichen Hauptprodukten soll an dieser Stelle der zukünftige Einsatz von biogenen Reststoffen im Kontext der drei Szenarien diskutiert werden. Im Fokus sind auch hier die Gegenüberstellung des Status Quo (2017) mit den Jahren 2025 und 2035.

Die in 2015 veröffentlichte Studie „Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen – Status quo in Deutschland“ (FNR 2015) präsentiert ein umfangreiches Bild des Angebots und der Nutzung von biogenen Reststoffen. Insgesamt stehen aus diesen Arbeiten Ergebnisse für 93 Einzelbiomassen zur Verfügung, wobei in den hier dargestellten Szenarien die mögliche Entwicklung von zehn Einzelbiomassen beschrieben wird. Neben den bereits in Kapitel 5.1.1 dargestellten landwirtschaftlichen NaWaRo-Hauptprodukten (Maissilage, Grassilage, Getreide GPS) sollen hier folgende Stoffgruppen diskutiert werden:

- Landwirtschaftliche Nebenprodukte (Gülle, Festmist)
- Industrielle Reststoffe (aus der Nahrungsmittelproduktion)
- Siedlungsabfälle (Biotonne, Bioabfall, Fette/Flotate, gewerbliche Speiseabfälle)

6.2.1 Landwirtschaftliche Nebenprodukte

Gülle und Festmist machen in allen drei Szenarien die größte Fraktion der biogenen Reststoffe aus, die zur Biogasgewinnung zum Einsatz kommen. Auch wenn die Nutzung dieser beiden Fraktionen in den Szenarien 1 und 2 entsprechend zwischen 2017 und 2025 stabil bei etwas unter 40 Mio. t FM pro Jahr liegt, würde der Einsatz in 2035 im Szenario 1 auf unter 10 Mio. t FM pro Jahr und im Szenario 2 auf knapp 15 Mio. t FM pro Jahr fallen. Einzig das Szenario 3 bietet im Vergleich zum Referenzjahr 2017 einen gewissen Fortbestand der Gülle- und Festmistnutzung, mit einem Umfang von etwa 40 Mio. t pro Jahr über die Jahre 2025 und 2035. In diesem Zusammenhang ist es vor allem wichtig darauf zu verweisen, dass vom Referenzjahr 2017 aus mit einem stabilen Tierbestand in Deutschland gerechnet und so weiterhin ein konstanter Anfall tierischer Exkremete angenommen wurde. Lediglich die Struktur der Agrarbetriebe wird sich in Zukunft weg von kleinteiligen Betriebsstrukturen hin zu mehr Großbetrieben verschieben. Das wird sich somit auch auf die räumliche Verteilung der tierischen Exkremete auswirken. Es muss also bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

der bestehenden Anlagen in Bezug auf Gülle und Festmisteinsatz zukünftig mit weiteren Transportwegen gerechnet werden. Andererseits besteht die Möglichkeit, dass zukünftig die punktuell anfallenden Mengen für Exkrememente, dort wo große Stallungen zu- oder ausgebaut werden, wachsen und somit die Errichtung von Anlagen an Standorten profitabel macht, an denen zuvor nur unterkritische Mengen von Gülle und Mist verfügbar waren.

Die Szenarien 1 und 2 werfen ein akutes Verwertungsproblem für die Stoffgruppen Gülle und Festmist im Hinblick auf das Jahr 2035 auf. Wenn die THG-Emissionen aus der Lagerung und dem Einsatz von Gülle und Festmist (Methan bei Gülle und Festmist, Lachgas vorrangig Festmist) zukünftig nicht vermieden werden können, wird es zu einer Erhöhung der indirekten Emissionen in der Landwirtschaft kommen, was die Umsetzung der klimapolitischen Ziele konterkariert.

Die Nutzung von Stroh als Einsatzstoff in Biogasanlagen ist in den Szenarien hier nicht berücksichtigt, könnte aber in Zukunft eine Rolle spielen, z.B. durch technische Lösungen um Geflügelkot mit hohen Strohanteilen für normale Biogasanlagen aufzubereiten (Schwarz 2016). Generell stehen neben den hier skizzierten Einsatzmengen von Gülle und Festmist noch weit höhere Potential für den Einsatz in Biogasanlagen zur Verfügung wie auch bereits in (Dotzauer et al. 2016) festgestellt wurde.

6.2.2 Industrielle Reststoffe

Für die in der Lebensmittelindustrie anfallenden biogenen Reststoffe gibt es gesetzlich vorgegebene Entsorgungs- und Verwertungswege. Zu einer energetischen Verwertung dieser Reststoffe kommt es vor allem dann, wenn die erforderliche Qualität von Tiernahrungsprodukten nicht erreicht werden kann, z.B. auf Grund toxischer Inhaltsstoffe oder rechtlicher Rahmenbedingungen.

Da die dargestellten Szenarien 1-3 stark auf den tatsächlichen, im Referenzjahr 2017 eingesetzten Biomassen beruhen, spielen industrielle Reststoffe auch in der Extrapolation bis 2035 eine vergleichsweise geringe Rolle. In allen drei Szenarien gibt es zwischen 2017 und 2035 keinen Zeitpunkt an dem die industriellen Reststoffe mehr als 2 Mio. t des jährlichen Biomasseeinsatzes ausmachen. Generell ist die Datenlage zur tatsächlichen Nutzung bisher lückenhaft und deutet auf eine vermehrt stoffliche Nutzung gegenüber der energetischen Nutzung hin.

Auch hier konnte bereits in der Kurzstudie des DBFZ (Dotzauer et al. 2016) gezeigt werden, dass ein weitaus höheres Potenzial dieser Stoffgruppe für den Einsatz in Biogasanlagen zur Verfügung steht als tatsächlich aktuell genutzt wird. Mit Blick auf die ökonomisch und ökologisch nachhaltige Verwertung dieser Reststoffe sind sowohl die regionale Verfügbarkeit (z.B. notwendige Mindestmengen, kurze Transportwege) als auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. Energiepreise) von besonderer

Bedeutung. Sollte in Zukunft eine prozessinterne bzw. stoffliche Nutzung der Reststoffe unrentabel oder regulatorisch eingeschränkt werden, ist mit einer höheren Verfügbarkeit für die energetische Nutzung zu rechnen, wobei aber der Einsatz in Biogasanlagen auch wirtschaftliche Vorteile liefern und gesetzeskonform erfolgen muss.

6.2.3 Siedlungsabfälle

In den drei Szenarien werden die vier Einzelbiomassen Biotonne, Bioabfall, Fette/ Flo-tate, gewerbliche Speiseabfälle in der Stoffgruppe Siedlungsabfälle zusammengefasst, sind aber auf Grund ihrer geringen Relevanz in der Abbildung visuell kaum zu erkennen. Wie auch schon bei den industriellen Reststoffen liegt der Anteil der Siedlungsabfälle an der insgesamt eingesetzten Biomasse nur knapp im Bereich von 1 Mio. t pro Jahr.

Auch wenn es bei der Datenerhebung der zur Verfügung stehenden Mengen an Siedlungsabfällen erhebliche Inkonsistenzen gibt, sind das Aufkommen und die Nutzung der braunen Tonne (Biotonne) statistisch verhältnismäßig genau erfasst. Aktuell wird der überwiegende Anteil der über die braune Tonne erfassten Bioabfälle (Biogut) vorrangig in die stoffliche Nutzung (Kompostierung) gegeben. Zukünftig könnte die energetische Nutzung (Vergärung mit angeschlossener Kompostierung) jedoch deutlich erhöht werden.

Der Begriff „Bioabfall“ umfasst mehrere Stoffströme und eine saubere Trennung der Einzelbiomassen ist daher oftmals nicht zweifelsfrei möglich, ebenso verhält es sich mit dem biogenen Anteil im Hausmüll. Statistisch nicht erfasst sind die privatwirtschaftlichen Stoffströme (z.B. Altspesiefette, gewerbliche Speiseabfälle). Es ist aber davon auszugehen, vor allem im Hinblick auf die in Deutschland geltenden Verwertungs- und Entsorgungspflicht, dass diese Biomassen bereits vollständig in einer Nutzung sind (Dotzauer et al. 2016).

Laut einer Studie des UBA (Burchert et al. 2019) wird für getrennt erfasste organische Abfälle in Deutschland von einem Zuwachs um ca. 26 % bis 2030 ausgegangen, wobei der Trend mit ca. 52 % am stärksten in Großstädten auftreten wird. Da in keinem der drei Szenarien von einem großen Anstieg der biogenen Siedlungsabfälle auszugehen ist, würden diese Potenziale zukünftig auch weiterhin in eine stoffliche Nutzung gehen. Insbesondere die städtischen Regionen haben hier die Möglichkeit die dort mengenmäßig relevanten Fraktionen entsprechend den bereits vorhandenen Verwertungsanlagen in eine effiziente energetische Nutzung umzulenken.

6.3 Entwicklung der THG-Emissionen bei Substitution von wegfallendem BGA-Strom / Wärme durch andere Energieträger (fossil, regenerativ) auf Basis der definierten Szenarien

Auf der Grundlage der spezifischen THG-Emissionen der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Anlagenkategorien wird die Entwicklung der THG-Emissionen der in 5.2 gebildeten Szenarien dargestellt.

6.3.1 Spezifische THG-Emissionen der einzelnen Anlagenkategorien

Die Berechnung der spezifischen THG-Emissionen erfolgte für folgende Anlagenkategorien:

- Güllekleinanlagen (BGA_GKA)
- Abfall-Biogasanlagen (BGA_ABF)
- NawaRo-Biogasanlagen (BGA_NWR)
- Biomethan-BHKW (BHKW_BM)

Für die Bilanzierung von Treibhausgasen gibt es eine Vielzahl methodischer Ansätze; häufig ist sie Teil einer umfassenden Ökobilanz. Zur Erstellung einer Ökobilanz wird der Lebenszyklus des untersuchten Produktes von der Rohstofferschließung über die Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung analysiert, um die mit diesem Produkt verbundenen potenziellen Umwelteffekte möglichst vollständig zu erfassen. Dabei werden auch alle entlang des Lebensweges verwendeten Hilfs- und Betriebsstoffe betrachtet. Die mit der Produktion und Nutzung dieser Hilfs- und Betriebsstoffe sowie der sonstigen Produkte und Dienstleistungen verbundenen Aufwendungen und Emissionen werden in der THG-Bilanz berücksichtigt. Die Methode der Ökobilanzierung ist definiert in den DIN ISO Standards 14040 und 14044 und kann grob in vier Phasen unterteilt werden (DIN ISO 14044, DIN ISO 14040) wie in nachfolgender Abbildung 27 dargestellt.

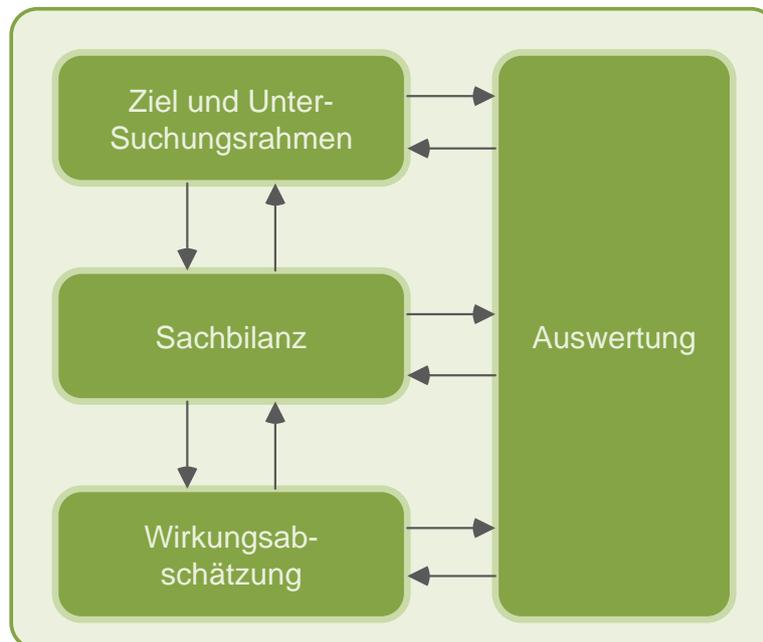


Abbildung 27: Methodischer Ansatz nach DIN ISO 14044, DIN ISO 14040

6.3.1.1 Festlegung von Ziel und Untersuchungsrahmen

Ziel ist es Treibhausgasbilanzen für die Stromerzeugung aus Biogas bzw. aus Biomethan der beschriebenen Anlagenkategorien zu erstellen und die THG-Minderungspotenziale der Szenarien zu ermitteln.

Systemgrenzen

Der Bilanzierungsrahmen umfasst die gesamte Prozesskette zur Biogas-/Biomethanbereitstellung von der Rohstoffbereitstellung, über die Biogaserzeugung und Aufbereitung (im Fall der Biomethananlagen), bis zur motorischen Verbrennung des Biogas/Biomethans im BHKW. Beim Einsatz von Anbaubiomasse in den Anlagen BGA-GKA; BGA-NWR und BHKW-BM beginnt die Bilanzierung bei den landwirtschaftlichen Prozessen des Substratanbaus. Die Berücksichtigung der weiteren Biogassubstrate Gülle, Festmist, Bioabfall, biogene industrielle Reststoffe usw. der Anlagen BGA_GKA; BGA_NWR, BHKW_BM und BGA_ABF startet mit den Prozessen Sammlung und Transport. Des Weiteren umfasst der Bilanzrahmen die Lagerung und Ausbringung der Gärreste auf die substratliefernden Anbauflächen.

Funktionelle Einheit

Die funktionelle Einheit ist eine Vergleichseinheit, die den Nutzen des Systems beschreibt. Im vorliegenden Fall ist der Nutzen die biogas-, biomethanbasierte Strombereitstellung. Als Bezugsgröße wurde 1 kWh Strom gewählt. Auf diese Bezugsgröße werden alle Inputs und Outputs sowie deren Wirkungen bezogen.

Berücksichtigung von Nebenprodukten

Ein zentraler Aspekt der Ökobilanzierung ist die Berücksichtigung von Nebenprodukten. Im Fall der Biogas-, Biomethanproduktion wird der auf der Stufe der Fermentation entstehende Gärrest auf die substratliefernden Anbauflächen gebracht und substituiert dort synthetischen Dünger. Dies gilt für den Anteil des Gärrestes, der auf den Einsatz von Energiepflanzen zurückzuführen ist. Gärreste auf Basis von Rest- und Abfallstoffen haben in diesem Sinne keinen direkten Bezug zu Anbauflächen und werden in der Bilanzierung nicht berücksichtigt. Da die den Rest- und Abfallstoffen vorgelagerten Prozesse nicht bilanziert werden, werden auch die im Gärrest verbleibenden Nährstoffe (die unter anderem synthetischen Dünger substituieren könnten) dem System nicht gutgeschrieben.

Durch den KWK Prozess bereitgestellte Wärme, die einer externen Nutzung zugeführt werden kann, wird berücksichtigt.

6.3.1.2 Annahmen zur Erstellung der Sachbilanz

Die Sachbilanz dient dazu, alle relevanten Daten zu sammeln. Diese enthalten Energie- und Rohstoffinputs, den Einsatz von Hilfs- und Betriebsstoffen, Produkte und Nebenprodukte, Abfälle, Emissionen in die Luft, Wasser und in den Boden und können auf Messungen, Berechnungen oder auch Schätzungen basieren. Anhand der gesammelten Daten können die Input- und Outputflüsse des betrachteten Produktsystems quantifiziert werden. Im Folgenden werden die Grundlagen der Sachbilanzierung der einzelnen Prozessschritte bezüglich der Datenbasis beschrieben.

Substratbereitstellung

Die Biogas-/Biomethanproduktion der Anlagen BGA_GKA; BGA_NWR und BHKW_BM basiert zum Teil im Wesentlichen auf der Vergärung von nachwachsenden Rohstoffen. BGA_ABF setzt ausschließlich Rest- und Abfallstoffe ein (s. Tabelle 16).

Tabelle 16: Substratzusammensetzung der einzelnen Anlagen in Prozent je t FM, Datenbasis: DBFZ Betreiberbefragung (unveröffentlicht)

Substrate	BGA_GKA	BGA_ABF	BGA_NWR	BHKW_BM
Maissilage	15%		45%	54%
Ganzpflanzensilage			10%	28%
Grassilage			8%	
Gülle	75%		26%	6%
Festmist	10%		11%	
Bioabfall		42%		10%
Industrielle Reststoffe		18%		2%
Speiseabfälle		24%		
Fette/Flotate		16%		

Die Eingangsdaten für die Sachbilanz für den Anbau und die Bereitstellung der Substrate der Maissilage, der Grassilage, und der Ganzpflanzensilage entstammen KTBL-Daten (KTBL 2006). Zur Quantifizierung der Emissionen und des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands aus dem Einsatz von Hilfsenergieträgern, Hilfs- und Betriebsstoffen (dazu zählen z. B. Düngemittel, Diesel, Pflanzenschutzmittel) wird auf die international anerkannte Ökoinventardatenbank Ecoinvent Version 3.3 (SwissCentre 2016) zurückgegriffen.

Die den KTBL-Daten entnommenen Eingangsdaten der Sachbilanz für den Anbau der Energiepflanzen wurden mit Blick auf das Düngemanagement und die Nährstoffrückführung über die Gärreste angepasst. Dafür wurden die Nährstoffgehalte der Gärreste für die spezifischen Substratmischungen der BGA_GKA; BGA_NWR und BHKW_BM mit Hilfe des KTBL Wirtschaftlichkeitsrechners Biogas³¹ und des TLL Biogasgülle-Rechners³² ermittelt. Für die Nährstoffe Kalium und Phosphat wurde unterstellt, dass sie zu 100 % (gegenüber dem Ausgangssubstrat) im Gärrest erhalten bleiben. Für Stickstoff wurde angenommen dass er zu 60 % als Ammoniumstickstoff im Gärrest

³¹ KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas Stand Juli 2014 verfügbar unter :

<http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do?zustandReq=1&selectedAction=showMona#start>

³² TLL Biogasgülle-Rechner Stand Juli 2014 Datei verfügbar unter: <http://www.tll.de/ainfo/betr0962.htm>

vorzufinden ist. Zusammen mit dem pflanzenverfügbaren Anteil des organisch gebundenen Stickstoffs ergeben sich nach KTBL ca. 70 % des im Gärrest enthaltenen Stickstoffs als düngewirksam. Der Bedarf an synthetischen Dünger errechnet sich als Differenz aus den mit den Substraten von der Fläche abgeführten und den durch die Gärrestausrückführung zugeführten anrechenbaren Nährstoffen (abzüglich der Ammoniakemissionen).

Transport der Substrate

Die Angaben zu den Transportentfernungen entstammen der DBFZ Datenbank, die Inventardaten für die Transportprozesse basieren auf der Ecoinvent Datenbank 3.3.

Gärrestrückführung und -ausbringung

Dieser Prozess umfasst sowohl den Transport der Gärreste zu den NawaRo-Anbauflächen auf Grundlage der Transportentfernungen, als auch die Ausbringung des Gärrestes auf denselben Flächen. Dafür wurde auf Daten von KTBL und ecoinvent zurückgegriffen.

Lachgasemissionen

Für die Berechnung der Lachgasemissionen wurde auf Veröffentlichungen des Thünen-Instituts (Haenel et al. 2016) zurückgegriffen. Demnach wird zugrunde gelegt, dass im Mittel 1 % des ausgebrachten N-Düngers als Lachgas emittiert wird, wobei nur der düngewirksame Anteil, des mit Gärrest und mineralischem Dünger applizierten N-Düngers in der Berechnung berücksichtigt wird

Anlagenbetrieb

Die Stoff- und Energieflüsse für die Prozesse basieren zum großen Teil auf Daten der Betreiberbefragung (Scheftelowitz et al. 2015) . Zur Quantifizierung der Emissionen und des kumulierten nicht erneuerbaren Energieaufwands aus dem Einsatz von Hilfsenergieträgern, Hilfs- und Betriebsstoffen wird wiederum auf die Ecoinvent Datenbank zurückgegriffen.

Direkte Methanemissionen BGA und BHKW

BGA: Aus Ermangelung tatsächlich gemessener Werte werden diffuse Methanemissionen aus der Biogasproduktion bei der Bilanzierung bisher in vielen Fällen anhand von Schätzwerten in der Ökobilanz berücksichtigt. In der Literatur findet sich sehr häufig ein Emissionswert von 1 % Methanverlust, bezogen auf die produzierte Methanmenge (Vetter und Arnold 2010).

BHKW: Da die motorische Verbrennung des Biogases im BHKW üblicherweise nicht mit einer Abgasreinigung zur Eliminierung des Methanschlupfes ausgestattet ist, stellt der Abgasstrom in der Regel eine relevante Quelle von THG-Emissionen dar. Dabei ist der Anteil des unverbrannten Methans weitestgehend vom eingesetzten Motorentyp

abhängig. Für die vorliegenden Berechnungen wurde ein Methanschlupf von 1,0 % über den Abgasstrom des BHKW angenommen.

Vermiedenen Emissionen aus dem konventionellen Gülle-Management

Wie in Kapitel 3.4 beschrieben, treten bei der konventionellen Lagerung von Wirtschaftsdüngern unweigerlich klimarelevante Emissionen auf. Durch ein zeitnahes Verbringen der Wirtschaftsdünger als Substrat in eine Biogasanlage können diese Emissionen überwiegend vermieden werden. Die Höhe der vermiedenen Emissionen fällt je nach Art der Wirtschaftsdünger und der Lagerung unterschiedlich aus. In den vorliegenden Bilanzen wurde vereinfacht ein einheitlicher Gutschriftenfaktor von 45 gCO_{2eq}/MJ Gülle (-54 kgCO_{2eq}/t Frischmasse) für die verbesserte landwirtschaftliche und Mist-/Güllebewirtschaftung angerechnet. Dieser Faktor wurde 2017 von der EU Kommission (Koffi et al. 2017) veröffentlicht und wird auch in der der neuen Erneuerbaren Energien Richtlinie (RED II) angewendet.

Vermiedene Emissionen aus der Substitution des Strom- und Wärmemix

Um die Bereitstellung von Strom und Wärme mit in die Bilanz aufzunehmen, werden die durch die Substitution des Strom- und Wärmemix vermiedenen Emissionen berücksichtigt. Für die im KWK Prozess bereitgestellte Wärme wird nach Abzug des prozessbedingten Wärmebedarfs eine externe Nutzung angenommen. Vereinheitlicht wurde unterstellt, dass durch die Bereitstellung extern nutzbarer Wärme (i) die Bereitstellung eines angenommenen Wärmemix, (ii) die Wärmebereitstellung durch eine Erdgas-Heizung, substituiert wird. Der Anteil bzw. die Menge an extern nutzbarer Wärme variiert stark über die vier Anlagenkategorien (Tabelle 17).

Tabelle 17: Durch den KWK Prozess bereitgestellte Wärme zur externen Nutzung in kWh_{th}/kWh_{el}

	BGA_GKA	BGA_ABF	BGA_NWR	BHKW_BM
kWh _{th} /kWh _{el}	0,25	0,45	0,44	1,1

Quelle: Hochrechnung aus der DBFZ-Betreiberbefragung 2017 (unveröffentlicht)

Die Emissionsfaktoren für den angenommenen Wärmemix und die Wärmebereitstellung durch eine Erdgas-Heizung wurden für die Jahre 2017-2035 mittels linearer Interpolation zwischen den Stützjahren 2017 und 2035 (IINAS 2018a) ermittelt (Tabelle 18).

Tabelle 18: Emissionsfaktoren der Referenzsysteme

	2017	Quelle	2030	Quelle
EF Wärmemix in gCO ₂ -Äq.*kWh ⁻¹	261	(IINAS 2018b)	180	(IINAS 2018b)
EF Strommix (Grundlaststrom) in gCO ₂ -Äq.*kWh ⁻¹	489	(Icha und Kuhs 2018b)	181	(IINAS 2018b)
EF der Wärmebereitstellung aus Erdgas-Heizung in gCO ₂ -Äq.*kWh ⁻¹	285	(IINAS 2018b)	262	(IINAS 2018b)
EF Strombereitstellung aus neuen großen Erdgas-Blockheizkraftwerken in gCO ₂ -Äq.*kWh ⁻¹	395	(IINAS 2018b)	374	(IINAS 2018b)

Quelle: (IINAS 2018b)(Icha und Kuhs 2018b)

Für die Strombereitstellung und die damit verbundene unterstellte Substitution von (i) Strom aus dem deutschen Erzeugungsmix und (ii) Strom aus neuen großen Erdgas-Blockheizkraftwerken werden dem System die durch die Substitution eingesparten THG-Emissionen gutgeschrieben. Die Höhe der Gutschrift in g CO₂-Äq. je kWh Strom ergibt sich jeweils für die Jahre 2017 – 2035 als lineare Interpolation aus dem Emissionsfaktor des deutschen Strommix und der Strombereitstellung aus neuen großen Erdgas-Blockheizkraftwerken für 2017 (Icha und Kuhs 2018a) und für 2035 (IINAS 2018a) (Tabelle 18).

6.3.1.3 Wirkungsabschätzung

In der Phase der Wirkungsabschätzung werden die Sachbilanzdaten hinsichtlich der potenziellen Umweltwirkungen ausgewertet. Dazu werden die Daten spezifischen Wirkungskategorien zugeordnet, mit Hilfe von so genannten Charakterisierungsfaktoren aggregiert und bezüglich einer Referenzsubstanz beschrieben. Die Berechnung erfolgt nach der IPCC-Methode und wird mit Hilfe von Charakterisierungsfaktoren als Kohlenstoffdioxid-Äquivalent (CO₂-Äq.) dargestellt. Entsprechend der IPCC Methode werden biogene CO₂-Emissionen nicht in die Berechnung mit einbezogen, da man davon ausgeht, dass die Biomasse die gleiche Menge an CO₂ während des Wachstums aus der Luft aufgenommen hat.

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Treibhausgasbilanzierung dargestellt und diskutiert.

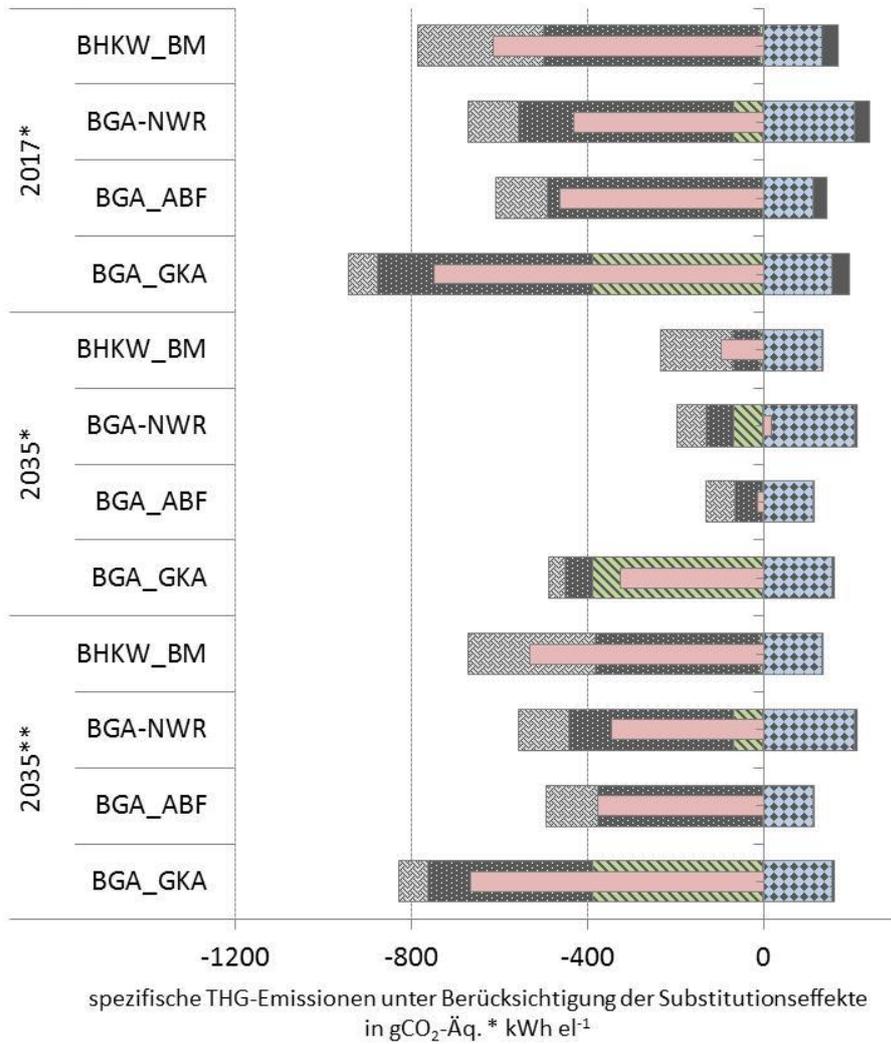
6.3.1.4 Ergebnisse

Die spezifischen THG-Emissionen der 4 Anlagenkategorien sind für die Jahre 2017 und 2035 in Abbildung 28 als Saldo (rosafarbig markierter Balken) aus den mit der Strombereitstellung verbundenen THG- Emissionen (im positiven Bereich der x-Achse abgetragen) und den Gutschriften für ein verbessertes Gülle-Management sowie den

vermiedenen Emissionen aus der Strom- und Wärme-Substitution (im negativen Bereich x-Achse abgetragen) dargestellt.

Wesentliche Treiber der Emissionen aus Anbau, Transport und Konversion (blau schraffiert) sind zum einen die direkten Methanemissionen aus BGA und BHKW und die Emissionen aus dem Substratanbau. Hieraus ergeben sich auch die Unterschiede zwischen den Anlagenkategorien BGA_NWR und BGA_ABF, Erste mit einem hohen Anteil an Anbaubiomasse und den damit verbundenen Emissionen, letztere mit deutlich geringeren Emissionen aufgrund des ausschließlichen Einsatzes von Rest- und Abfallstoffen. Diese Emissionen bleiben in der zeitlichen Betrachtung unverändert. Anders verhält es sich mit den THG-Emissionen, die mit der Bereitstellung des prozessbedingten Strombedarfs verbunden sind. Diese stellen sich zwar über alle Anlagenkategorien in ihrer Höhe ähnlich dar, weisen jedoch im zeitlichen Bezug große Unterschiede auf. Dies ist ursächlich auf den sich ändernden Emissionsfaktor für die Strommixbereitstellung (vgl. Tabelle 18) zurückzuführen. Gleiches gilt für die vermiedenen Emissionen aus der Strommix-Substitution (dunkelgrau markiert im unteren Bereich der x-Achse) und aus der Wärmemix-Substitution (hellgrau markiert). Im Unterschied zur Strommix-Substitution ergeben sich für die Substitution des Wärmemix signifikante Differenzen zwischen den betrachteten Anlagenkategorien, bedingt durch variierende Wärmenutzungsgrade. Dementsprechend weist BHKW_BM aufgrund der hohen Wärmeauskopplung hier die höchsten Einsparungen auf.

Die in ihrer Höhe größten Unterschiede zwischen den Anlagenkategorien finden sich im Bereich der Gutschriften für die vermiedenen Emissionen aus dem verbesserten Gülle-Management (grünmarkiert im negativen Bereich der x-Achse abgetragen). Erwartungsgemäß weist BGA_GKA durch den hohen Anteil Wirtschaftsdünger im Substratmix (vgl. Tabelle 16) die höchsten Emissionsgutschriften und gleichzeitig das größte THG-Vermeidungssaldo auf. An dieser Stelle soll noch einmal darauf hingewiesen werden, dass die in den Abfallanlagen anfallenden Gärreste in ihrer Düngewirkung nicht berücksichtigt wurden.



- Emissionen aus Anbau, Transport und Konversion
- Emissionen Strombedarf
- Vermiedene Emissionen aus dem verbesserten Güllemaangement
- Vermiedene Emissionen durch Substitution Strommix
- Vermiedene Emissionen durch Substitution Wärmemix
- Saldo

* für die Ermittlung der Substitutionseffekte wurden der dt. Strommix 2017/2035 und der dt. Wärmemix 2017/2035 verwendet

** für die Ermittlung der Substitutionseffekte wurde Strom aus Erdgas-BHKW und Wärme aus Erdgas-Heizung unterstellt

Abbildung 28: Spezifische THG-Emissionen in gCO₂-Äq. * kWh el⁻¹ für die Jahre 2017 und 2035

6.3.2 THG-Emissionen der Szenarien

Auf Basis der spezifischen THG-Emissionen der betrachteten Anlagenkategorien wurden die THG-Minderungseffekte quantifiziert.

Abbildung 29 zeigt jeweils für die drei betrachteten Szenarien die über die Jahre 2017-2035 kumulierten THG-Emissionseinsparungen durch die Verdrängung des fossilen Strom- und Wärmemixes. Dabei werden zwei Substitutionsszenarien betrachtet: gegenüber dem durchschnittlichen Strom- und Wärmemix (d.h. mit zunehmenden erneuerbaren Anteilen) sowie einer erdgasbasierten Strom- und Wärmeversorgung. Die dargestellte Summe der THG-Einsparungen von 2017 bis zum Jahr 2035 ist im Wesentlichen von zwei Faktoren abhängig. Der erste Faktor ist die Bestandsentwicklung. Die Annahme eines weitest gehenden Auslaufens des Biogasanlagenbestandes führt zu entsprechend geringeren THG-Vermeidungen (Szenario 1, in der Grafik als SZ1 bezeichnet). Die Annahme des Bestandserhaltes (Szenario 4, SZ4) geht mit einer deutlich höheren installierten Leistung und entsprechend höherer THG-Vermeidung im Jahr 2035 einher.

Die zweite wesentliche Einflussgröße stellt die Wahl der oben erwähnten Referenzsysteme für die Strom- und Wärmebereitstellung dar, denen die THG-Emissionen aus der biogasbasierten Bereitstellung von Strom und Wärme zur Ermittlung der THG-Minderungseffekte gegenübergestellt wurden. Hier wurde im ersten Substitutionsszenario angenommen, dass die biogasbasierte Strom- und Wärmebereitstellung einen durchschnittlichen deutschen Strom- und Wärmemix substituiert (in der Grafik mit *Mix* beschriftet). Für die Ermittlung der Substitutionswirkung im betrachteten Zeitraum wurden die Emissionsfaktoren für den deutschen Strom- und Wärmemix mittels linearer Interpolation zwischen den Stützjahren 2017 und 2035 berechnet. Der unterstellte hohe Anteil von EE-Strom und EE-Wärme im jeweiligen Mix für das Jahr 2017 und die daraus resultierenden deutlich geringen Emissionsfaktoren (Tabelle 18, im Fall des dt. Strommix z. Bsp. sinkt der Emissionsfaktor von 489 auf 181 gCO₂-Äq./kWh) führen dementsprechend zu signifikant geringeren THG-Einsparungen. Dies ist in Abbildung 29 deutlich an den abflachenden Graphen zu erkennen. Im zweiten Substitutionsszenario wird die Annahme gesetzt, dass die biogasbasierte Strom- und Wärmebereitstellung über den gesamten Zeitraum von 2017-2035 Strom und Wärme auf Erdgasbasis substituiert. Der Ermittlung der THG-Minderungen sind dementsprechend Emissionsfaktoren für Strom aus einem Erdgas-BHKW und für Wärme aus einem Brennwertkessel zugrunde gelegt. Die deutlich höheren Emissionsfaktoren führen zu entsprechend hohen THG-Einsparungen (in Abbildung 29 mit Erdgas beschriftet). Zwischen den Szenarien „weitgehendes Auslaufen der Bestandsanlagen (SZ1)“ und „Erhalt der Bestandsanlagen (SZ4)“ ergibt sich kumuliert bis 2035 eine THG-Minderungsdifferenz für dieses Substitutionsszenario von 65 Mio. t CO₂-Äq. In Summe können bei einem weitest gehenden Erhalt der Bestandsanlagen bis 2035 ca. 210 Mio. t CO₂-Äq. eingespart

werden, unter der Annahme, dass die biogasbasierte Strom- und Wärmebereitstellung Strom- und Wärme auf Erdgasbasis substituiert.

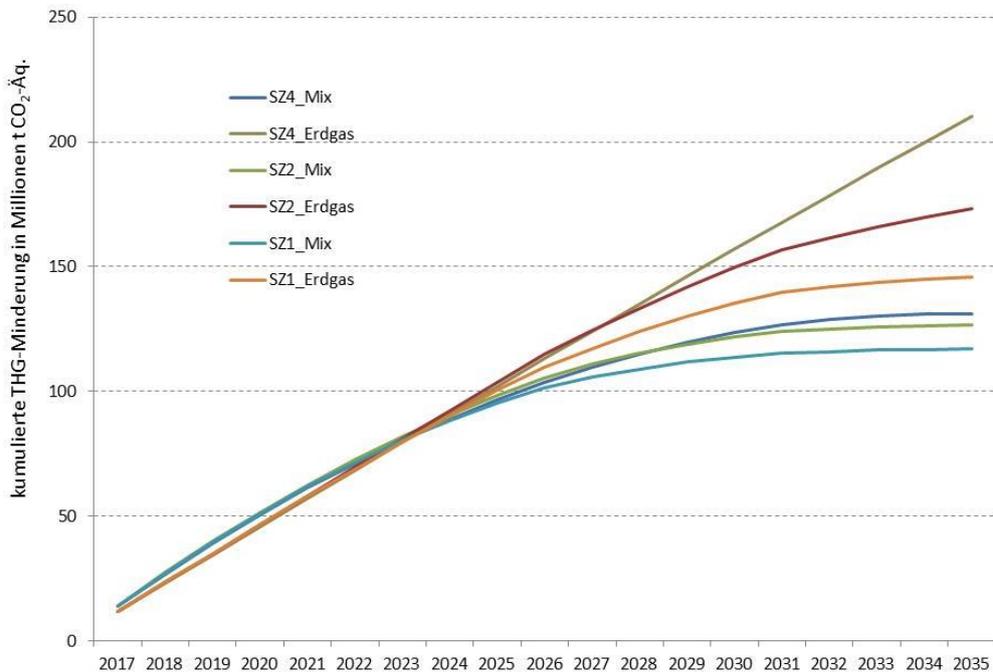


Abbildung 29: Kumulierte vermiedene THG-Emissionen für den Zeitraum 2017-2035 in Millionen tCO₂-Äq, eigene Darstellung DBFZ

Um die Implikationen des zurückgehenden Anlagenbestandes für die nicht-energetische THG-Vermeidung (Gülle und Festmist) abschätzen zu können, sollen die jeweiligen Ergebnisse für den Zeitraum bis 2035 mit dem Szenario 1 verglichen werden. Dazu ist der Verlauf des Szenario 1 aus Abbildung 29 noch einmal in Form jährlicher Werte in Tabelle 19 abgebildet.

Tabelle 19: Entwicklung der Nutzung von tierischen Exkrementen unter Anwendung der Anlagenentwicklung im Szenario 1 und Abschätzung der resultierenden THG-Reduktion durch die Vermeidung nicht-energetischer Emissionen aus der Lagerung von tierischen Exkrementen

THG-Vermeidung tier. Exkrementen	Gülle [Mio. t]	Festmist [Mio. t]	THG-Red. Gülle [Mio t CO ₂ -Äq]	THG-Red. Festmist [Mio t CO ₂ -Äq]	THG-Red. Summe [Mio t CO ₂ -Äq]
2020	26,53	10,56	1,43	0,57	2,00
2025	24,75	9,51	1,34	0,51	1,85
2030	14,04	4,69	0,76	0,25	1,01
2035	4,11	0,63	0,22	0,03	0,26

Quelle: Eigene Berechnung unter Annahme des Gutschriftenfaktors der RED II mit -54 kgCO₂-Äq/t_{FM}

Wenn, wie in diesem Szenario dargestellt, der Anlagenbestand und damit die energetische Verwertung tierischer Exkremente mittelfristig entsprechend zurückgeht, dann sinkt auch der Beitrag der zur Vermeidung nicht-energetischer THG-Emissionen (siehe Tabelle 19). Dieser Umstand wäre insofern kontraproduktiv für die Erreichung der Deutschen Klimaschutzziele, als dass im Bereich der Landwirtschaft ohnehin einige Emissionsquellen schwierig zu reduzieren sind und gerade der Agrarsektor bei sehr ambitionierten Zielen (95 % THG-Minderung) vor großen Herausforderungen steht. Im Extremfall würden bis 2035 auf diesem Wege ein Minderungspotenzial von ca. 1,75 Mio t CO₂-Äq (Differenz der nicht-energetischen THG-Vermeidung aus 2020 und 2035) verloren gehen, das anderweitig zu kompensieren wäre. In Anlehnung an die in Abschnitt 4.4 durchgeführte Abschätzung der Schadkosten für CO₂-Äquivalente, würden diese dann entstehenden Mehremissionen für sich betrachtet Mehrkosten in Höhe von 314 Mio. € p.a. nach sich ziehen. Die dargestellten THG-Minderungsmengen und daraus abgeleiteten vermiedenen Schadkosten sind inklusive der hier aufgeführten Potenziale und Kosten für vermiedene nicht-energetische Emissionen aus Wirtschaftsdüngern berechnet worden.

Tabelle 20 : Darstellung der kumulierten THG-Reduktion sowie Kostendifferenzen für klimabedingte Schadkosten für den Zeitraum bis 2035

kumulierte THG-Reduktion bis 2035 [Mt CO₂-Äq]

Referenzsystem	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 4
Strommix	117	126	131
Erdgaskraftwerk	146	173	210

Kostendifferenz zum Referenzszenario 1 bei 180€/tCO₂-Äq [Mio. €]

Referenzsystem	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 4
Strommix	0	-1.708	-2.487
Erdgaskraftwerk	0	-4.957	-11.635

Als allgemeiner Trend ist festzuhalten, dass, wie schon in den vorhergehenden Absätzen beschrieben, die spezifischen Reduktionspotenziale der Biogasanlagen in den kommenden Jahren sukzessive zurückgehen werden, wenn der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor dynamisch weitergeht (durchgezogene Linien). Wenn hingegen der Gesetzgeber für den Rückgang der Strom- und Wärmemengen aus den Biogasanlagen die in den Szenarien 1 und 2 aus dem System ausscheiden, nicht Anreize für die Errichtung zusätzlicher erneuerbare Energieanlagen setzt, bleibt das THG-Reduktionspotenzial der Anlagen auch in der Zukunft hoch. Um überschlägig abzuschätzen welche alleine durch die Treibhausgaswirkung entstehenden Schadkosten damit verbunden sind, soll ein Vergleich gegen das Szenario 1 (Referenzszenario)

durchgeführt werden. Als Annahme für die Schadkosten einer t CO₂-Äq wird der untere Wert (180 €/t CO₂-Äq) der Bandbreite aus der in Abschnitt 4.4 genannten Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes genutzt. Gegenüber einem nahezu vollständigen Auslaufen der Anlagen im Szenario 1 lassen sich je nach Referenzsystem Schadkosten von 1,7 Mrd. € (Szenario 2 & Strommix) bis zu 11,6 Mrd. € (Szenario 4 & Erdgaskraftwerk) einsparen. Auch wenn die Höhe der Schadkosten nicht genau bezifferbar ist und es Unsicherheiten gibt wie der Gesetzgeber im Falle eines signifikanten Bestandsrückgangs die fehlenden Beiträge für erneuerbaren Strom und KWK-Wärme ersetzen wird, so kann doch insgesamt festgehalten werden, dass Biogasanlagen bis 2035 einen nennenswerten Beitrag zur THG-Reduktion leisten können und in Bezug auf die klimabedingten Schadkosten auch volkswirtschaftliche Kosten einsparen.

6.4 Analyse von ausgewählten Umwelteffekten

Die Analyse von ausgewählten Umwelteffekten orientiert sich an (Pusch 2014). Diese Quelle listet die folgenden Wirkfaktoren auf:

- Geräuschemissionen
- Geruchsemissionen
- Staubemissionen
- Lichtemissionen
- Methanemissionen
- Havarien und Störfälle

Von diesen Wirkfaktoren sollen nachfolgend die Geräusch-, Geruchs-, Staub- und Lichtemissionen verkürzt sowie die Methanemissionen und Störfallereignisse ausführlicher behandelt werden.

Die *Geräuschemissionen* von Biogasanlagen entstammen vorwiegend den BHKW, die bei fehlender Schallschutzeinhausung am ehesten dazu geeignet sind, nennenswerte Schalldruckpegel im Umfeld der Anlagen zu erzeugen. Die verschiedenen Nebenaggregate einer Biogasanlage (Stützluftgebläse, Fördereinrichtungen, Aktuatoren für Schieber oder Ventile) erreichen dem gegenüber nur geringe Lautstärken und dürften bis auf das Bedienpersonal auf der Anlage keine anderen Personen betreffen.

Geruchsemissionen gehen von Biogasanlagen vor allem von folgenden Quellen aus: Silage und andere Substrate, Gärrestlagerung und Gärrestumschlag sowie einige Fraktionen des Motorenabgases (Feistkorn et al. 2014). Dabei können aus Silagen vor allem die im Zuge der Silierung entstehenden organischen Säuren in Abhängigkeit der Lagerung und Handhabung der Silagen ausgasen. Die Gärrestlagerung (falls Gärrestlager nicht vollständig gasdicht sind) verursacht bei ausgegorener Gülle vor allem über

Ammoniakausgasungen eine Geruchskulisse. Im BHKW-Abgasstrom sind vor allem Formaldehyd und NO_x als geruchsbildende Stoffe zu klassifizieren. Da Biogasanlagen häufig im Zusammenhang mit Anlagen zur Tierhaltung errichtet worden sind, ist in diesen Fällen davon auszugehen, dass keine zusätzlichen Geruchsemissionen aus Silagen und der Gülle,- bzw. Gärrestlagerung zu erwarten sind, da hier gegenüber dem Status Quo vergleichbare oder zum Teil auch geringere Geruchsentwicklungen auftreten. Die geruchsbildenden Fraktionen der Motorabgase sind in den Bereichen der zulässigen Grenzwerte relativ niedrig konzentriert, so dass hier nur im direkten Umfeld der Anlagen wahrnehmbare Geruchspegel zu erwarten sind.

Staub- und *Lichtemissionen* werden zum einen durch die fahrzeuggebundene Logistik für Einsatzstoffe (z.B. Radlader) und zum anderen durch die stationäre Beleuchtung relevanter Anlagenteile verursacht. Beide Emissionsarten sind selten Gegenstand kritischer Auseinandersetzung über Biogasanlagen, sollten aber bei einer ganzheitlichen Betrachtung nicht vernachlässigt werden.

Methanemissionen bei Biogasanlagen sind im Wesentlichen drei verschiedenen Quellen zuzuordnen: diffuse Emissionen bei der Fermentation, Methanschluß über die Verwertungswege der Biogas-BHKW als auch der Biogasaufbereitung sowie die Ausgasung aus offenen Gärrestlagern (VDI 2014). Für alle vier genannten Emissionsquellen gibt es verschiedene Minderungsmaßnahmen um die Methanemissionen für einen effektiven Klimaschutz zu reduzieren. Auf der Ebene der Rohgasproduktion sind das vor allem die Vermeidung von punktuellen Leckagen und die richtige Einstellung der Unter-/Überdrucksicherung der Gasspeicher. Bei BHKW ist ein gewisser Methanschluß unvermeidbar wenn bei hohen Wirkungsgraden der Luftüberschuss nicht zu hoch sein darf. Vor allem bei der Biomethanaufbereitung hängt es stark vom eingesetzten Trennverfahren ab, wie hoch der Methanschluß im Abgasstrom ist. In beiden Fällen bieten katalytische Abgasnachbehandlungssysteme Lösungsansätze um die Methanemissionen signifikant zu reduzieren. In Bezug auf die Methanemissionen bei der Gärrestlagerung empfiehlt sich eine gasdichte Abdeckung, bei der das entstehende Methan gesammelt und ebenfalls dem BHKW oder der Gasaufbereitung zugeführt wird.

Bei *Havarien* handelt es sich vor allem um Ereignisse, bei denen in nennenswerten Größenordnungen Gärsubstrat oder Gärrest auslaufen und dadurch terrestrische und aquatische Ökosysteme erheblich negativ beeinflusst werden können. Es wird in solchen Fällen von Havarien gesprochen, da im Gegensatz zu den nachfolgend beschriebenen Störfällen keine gefährlichen Stoffe involviert sind, wenngleich Gärsubstrate und Gärreste als leicht wassergefährdend eingestuft werden (Stachowitz 2008). Bei *Störfällen* handelt es sich in den meisten Fällen um die Explosion von Biogas auf der Anlage. Da Biogas als gefährlicher Stoff klassifiziert wird, greift die entsprechende Störfallverordnung (StörfallV). Explosionen auf Biogasanlagen sind auf Grund der hohen

Sicherheitsstandards selten, dann aber oft mit hohem Schadpotenzial verbunden, auch wenn die Effekte lokal begrenzt sind (SGD Nord 2017).

6.5 Zusammenfassung Kapitel 6

Das Kapitel 5 hat die Effekte der Biogasanlagen im Stromsektor für die Bereiche Ressourcen, Landnutzung für Anbaubiomasse sowie THG-Bilanzierung qualitativ beschrieben und eine Quantifizierung der Effekte der beschriebenen Szenarien vorgenommen.

Der Anlagenbestand wirkt in der heutigen Konstellation und den verwendeten Einsatzstoffmischungen vor allem in den Landwirtschaftssektor hinein, weil sich in Bezug auf das Primärenergiepotenzial der Großteil der Rohstoffe aus diesem Bereich rekrutiert. Im Bereich der Landwirtschaft werden zudem in nennenswertem Umfang Reststoffe wie Gülle oder Mist zur Biogasproduktion genutzt, was hier zusätzlich zur Vermeidung indirekter Emissionen aus der konventionellen Lagerung und Ausbringung dieser organischen Dünger führt. Auf der anderen Seite verursachen aber Anbaubiomassen in der Vorkette – welche einen wesentlichen Anteil an den spezifischen Emissionen von Strom und Wärme aus Biogas ausmacht - auch einen bisher nicht vermeidbaren Beitrag zum Ausstoß von THG-Emissionen. Dennoch trägt die Stromproduktion aus Biogasanlagen im Mittel bis weit in die 2030er Jahre zu einer Nettoerleichterung der energiebedingten Treibhausgasemissionen der Stromproduktion bei. Je nach verwendetem Referenzsystem bleibt dieser Beitrag konstant oder sinkt sukzessive ab. Der Vergleich mit dem Strommix, der zukünftig einen wachsenden Anteil erneuerbarer Energien enthalten wird ist zulässig, wenn gleichzeitig die fehlenden Strommengen ausscheidender Anlagen in gleichem Umfang durch andere erneuerbare Erzeugungsanlagen und ergänzter Flexibilitätsoptionen ersetzt werden. Im Szenario 1 müssten beispielsweise zwischen 2020 und 2035 zusätzlich 373 MW und 1,2 GW PV sowie knapp 300 MW Batteriespeicher mit 2,4 GWh Kapazität pro Jahr zusätzlich errichtet bzw. neu gebaut werden. Allerdings sprechen zwei Argumente für ein Szenario mit der Verdrängung von Erdgas. Zum einen sollen Biogasanlagen zukünftig verstärkt in der flexiblen Residuallast und in der Systemdienstleistung fahren. Sie sollen damit verstärkt Gaskraftwerke ersetzen. Zum anderen sollen die Implikationen aufgezeigt werden, wenn bei einer Verringerung der produzierten Strommenge aus Biogasanlagen die fehlende Strommenge nicht adäquat ersetzt wird. In dem Fall ist davon auszugehen, dass dafür fossile Anlagen entsprechend zum Zuge kommen. In diesem Fall ist als Referenzsystem ein fossiler Kraftwerkstyp zu nutzen (hier ein Gasturbinenkraftwerk) und das THG-Vermeidungspotenzial für Biogasanlagen auch in Zukunft relativ konstant hoch.

7 Gesamtschau und Schlussfolgerungen

Der vorliegende Bericht zeigt, dass Biogas zahlreiche Leistungen in Bereichen jenseits des Stromsektors erbringt bzw. erbringen kann, obwohl das Finanzierungsmodell der Biogasanlagen – und damit die öffentliche Diskussion – energiepolitisch geprägt ist. Biogas stellt einen zunehmend knappen Energieträger dar, die zukünftig verstärkten Nutzungskonkurrenzen um die höherwertigste Verwendung unterliegen wird. Dies gilt nicht nur für verschiedene Verwendungen innerhalb des Energiesystems, sondern auch für Konkurrenzen zwischen energetischen und anderen (d.h. stofflichen) Nutzungen. Durch die Klimaziele von Paris bedeutet höherwertigste Verwendung in der Regel auch Treibhausgasvermeidung (THG-Vermeidung) von Anwendungen die ansonsten nur durch andere noch teurere Optionen bedient werden könnten (z.B. synthetische Kraftstoffe).

Durch den energiepolitischen Fokus der öffentlichen Diskussion wird häufig übersehen, welche Leistungen Biogas in anderen Bereichen erbringt bzw. stärker erbringen könnte, wenn ein entsprechender regulatorischer Rahmen geschaffen würde. Hierbei handelt es sich insbesondere um die naturwissenschaftlich-agronomischen Bereiche Boden (Nährstoffmanagement, Erosionsschutz, Fruchtfolge), Landnutzung (Biodiversität und Grünlandschutz, Tourismus und Erholung) sowie Verwertung und Entsorgung (Bioabfall, Grünschnitt, Wirtschaftsdünger). Als weiterer Bereich ist die nicht-energetische THG-Vermeidung über die Verwertung tierischer Exkremente zu nennen. Die Landwirtschaft dient dabei einerseits in hohem Maße als Ressource für die Brennstoffbereitstellung von Biogasanlagen (mit allen Folgen für die Landnutzung). Andererseits dienen Biogasanlagen zur Verwertung von Reststoffen aus der Landwirtschaft, die sonst anderweitig gelagert und entsorgt werden müssten (und z.B. indirekte THG-Emissionen erzeugen würden).

Trotz dieser Leistungen in anderen Bereichen werden Biogasanlagen nahezu ausschließlich über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) finanziert, wodurch ihre Wirtschaftlichkeit überwiegend – neben Ansätzen zur Wärmevermarktung, Direktvermarktung und Flexibilisierung – von der Maximierung der produzierten Strommenge abhängt. Das heißt, die Stromkunden finanzieren die Leistungen, die Biogasanlagen für andere Bereiche erbringen, über den Strompreis mit.

Daher wurden in der vorliegenden Studie erste Darstellungen der Leistungen in den genannten Wirkungsbereichen vorgenommen und, wo möglich, quantifiziert. Die Ergebnisse und die daraus folgenden Implikationen sind hier kurz dargestellt. Da die Klimaziele von Paris den übergreifenden Rahmen bilden, in dem Biogasanlagen zukünftig eine strategische Bedeutung zukommt, werden zunächst kurz die zu erwartenden energetischen Verwendungen skizziert, die sich angesichts der Nutzungskonkurrenzen wahrscheinlich herausbilden werden. Daneben werden auch Szenarien denkbarer

Entwicklungen bis 2035 und ihre Implikationen für Energie, landwirtschaftliche Einsatzstoffe sowie den damit verbundenen landwirtschaftlichen Flächennutzungen skizziert.

Im Bereich Energie werden sich Biogasanlagen zukünftig wahrscheinlich auf ausgewählte Strom- und Wärmeanwendungen konzentrieren, die von anderen erneuerbaren Energien nur aufwendig erfüllt werden können. In der Stromerzeugung ist dies die Bereitstellung flexibler Residuallast und Systemdienstleistungen zur Unterstützung fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und PV. Allerdings besteht hier ein Konflikt in dem Maße, in dem durch ein Absenken der hohen Kapazitätsauslastung von Biogasanlagen (Downsizing von Anlagen) Strommengen durch andere erneuerbare Energien zu ersetzen sind. Wenn der Anlagenbestand zukünftig weitestgehend außer Betrieb gehen sollte, fallen im deutschen Energiesystem bis 2035 30 TWh Strom, 15 TWh Wärme aus Kraft-Wärmekoppelung sowie 4,8 GW steuerbare Leistung weg. Im Wärmebereich wird außerdem dem Ausbau von Wärmenetzen (auch im ländlichen Raum), dem im Rahmen der Energiewende ohnehin eine strategische Bedeutung zukommt, als wichtige Voraussetzung zur notwendigen Erhöhung der Wärmenutzung beigetragen.

Die Biogasaufbereitung und die Einspeisung ins Gasnetz kann als strategische Schlüsseltechnologie betrachtet werden, mit der sämtliche Sektoren verbunden bzw. bedient werden können. Die Biogasaufbereitung eröffnet den Weg in unterschiedliche energetische Nutzungen, wie Wärmenutzung und Kraftstoff im Verkehrssektor. Weiterhin tragen Biogasanlagen so auch zur Defossilisierung sämtlicher gasbasierter Anwendungen in der Grundstoffindustrie, d.h. stofflicher Nutzungen, bei. Schließlich wird in dem Maße, in dem fossile Erdgasimporte ersetzt werden, auch ein Beitrag zur Energieversorgungssicherheit geleistet.

Mit Blick auf den **aktuellen Anlagenbestand** werden die Wirkungen von Biogas in den anderen Wirkungsbereichen betrachtet. Insbesondere können bei fortgesetztem Energiepflanzenanbau (NawaRo-Anbau) die Leistungen in den naturwissenschaftlich-agronomischen Bereichen mit landwirtschaftlichem Bezug durch größere Vielfalt der Energiepflanzen verbessert werden. So kann im übergreifenden Wirkungsbereich *Boden* ein geänderter NawaRo-Anbau zu Verbesserungen bei Nährstoffmanagement, Erosionsschutz und Fruchtfolgen beitragen. Zum Beispiel sind – als Teil des Nährstoffmanagements – Düngeeinschränkungen im Rahmen des Gewässerschutzes günstiger als die nachträgliche Nitratentfernung in der Wasseraufbereitung. Die dargestellten Rechnungen zeigen allerdings, dass die Kosteneinsparungen in der Wasseraufbereitung nicht in jedem Fall ausreichen, um die Biogasbetreiber zu kompensieren. Allerdings würde ein Fruchtwechsel auch zum verbesserten Erosionsschutz und somit zum Gewässerschutz beitragen. Im Bereich Fruchtfolge ist die Wirkung von Silomais nicht immer negativ, sondern bei Weizen- und Raps-dominierten Fruchtfolgen kann er das Spektrum der Anbaukulturen auch erhöhen. Silomais selbst kann aber auch durch alternative

Anbaukulturen ersetzt werden und erbringt bei der Nutzung von Dauerkulturen die höchsten positiven Effekte. Im Bereich Gärrestenutzung können Biogasanlagen insb. in Regionen mit geringer Viehdichte zum Nährstoffrecycling bzw. zur Verbesserung des Nährstoffmanagements (Ausbringzeitpunkte, Pflanzenverfügbarkeit) beitragen.

Auch im übergreifenden Wirkungsbereich *Landnutzung* hätte ein erweitertes Spektrum an Energiepflanzen im Wirkungsbereich Biodiversität und Grünlandschutz positive Wirkungen auf Biodiversität und Artenvielfalt. Im Wirkungsbereich Tourismus und Erholung können durch die Pflege offener Kulturlandschaften (Nutzung von Grasaufwuchs als Substrat) Synergien aus Naturschutz, Imkerei, Tourismus und Biogasanlagen erzeugt werden.

Somit würde eine stärkere Ausrichtung des Energiepflanzenanbaus an den Belangen des Erosionsschutzes, der Fruchtfolge und der Biodiversität die Leistungen des Biogases in diesen Bereichen erhöhen und könnte dazu beitragen, dass der Erhalt von Kulturlandschaften mit einem zusätzlichen Nutzen verknüpft wird. Da dies mit verringerten ha-Erträgen einhergehen kann, könnte eine Teilfinanzierung als Ausgleich aus diesen Systemen gerechtfertigt werden, solange das Biogas entsprechende Leistungen in diesen Systemen erbringt. Als Beispiele sind hier die Erhöhung der Biodiversität durch die Pflege von Blühstreifen oder die Pflege von Kulturlandschaften (Mähwiesen, Bienenstrom) genannt.

Im übergreifenden Wirkungsbereich *Verwertung und Entsorgung* können Bioabfallvergärungsanlagen im Entsorgungssektor zur hochwertigen Verwertung kommunaler und privater organischer Abfälle gemäß KrWG beitragen. Insgesamt erbringen diese Anlagen Entsorgungsleistungen von jährlich rund 210 Mio. €. Im Wirkungsbereich Wirtschaftsdünger liefern Biogasanlagen darüber hinaus mit Gärresten eine biologische Alternative zu Mineraldünger für den Ökolandbau und landwirtschaftliche Betriebe ohne Viehhaltung. Weiterhin kann dies auch für die Ressourcenpolitik genutzt werden, da es sich um ein biologisches Recyclingsystem für Phosphor handelt, das gezielt als Substitut für Phosphorimporte – und damit Mineraldüngerimporte – genutzt werden kann.

Im Wirkungsbereich *nicht-energetische Treibhausgasreduktion* können die Vorketten-Emissionen der Anbaubiomasse durch verringerten Stickstoffdünger- und Treibstoffeinsatz gesenkt werden. Weiterhin können Methan- und Lachgasemissionen (sowie Ammoniakemissionen) von Wirtschaftsdünger gesenkt werden. Beides ist wiederum mit den Anbaumethoden der Energiepflanzen verbunden. Andererseits haben Biogasanlagen im Jahr 2018 durch die Lagerung tierischer Exkrememente 1,98 Mio. t CO₂-Äq vermieden. Mit einem Börsenpreis von 20 €/t CO₂ bewertet, entspricht dies einer Inwertsetzung am Markt von rund 40 Mio. €. Mit dem unteren Wert der globalen Schadkosten der

Methodenkonvention 3.0 des Umweltbundesamtes von 180 €/t CO₂ bewertet, ergeben sich 356 Mio. €.

Mit Blick auf die **Szenarien** ist im landwirtschaftlichen Bereich die alternative Flächennutzung entscheidend, die sich durch den Wegfall der Biogaskapazitäten und die dadurch freiwerdenden Flächen ergibt. Die Szenarien fächern mögliche Entwicklungen vom weitest gehenden Auslaufen des Bestands (Szenario 1) bis hin zu einem weitest gehenden Bestandserhalt der Biogasanlagen (Szenario 3) auf. Die aus den Szenarien jeweils resultierenden Mengenkulissen der Einsatzstoffe und Anbauflächen für NawaRo konnten im Rahmen der Studie nicht regionalisiert werden. Stattdessen wurde aus Vereinfachungsgründen das Referenzszenario (Auslaufen des Bestandes) mit konstanten Einsatzstoffverhältnissen bis 2035 fortgeschrieben. Unter dieser Annahme sinkt mit abnehmendem Anlagenbestand proportional auch der Flächenbedarf für Anbaubiomasse. Werden die Einsatzstoffverhältnisse aus oben genannten Gründen (z. B. Wasser- oder Grünlandschutz) zugunsten von Energiepflanzen mit geringeren Flächenerträgen geändert, kann sich der Flächenbedarf entsprechend erhöhen.

Werden alternativ Marktfrüchte auf den freiwerdenden NawaRo-Flächen angebaut, kann dies negative Auswirkungen auf die oben genannten Wirkungsbereiche *Nährstoffmanagement, Biodiversität und Gewässerschutz* haben. So kann der Wegfall der Anbaufläche für Silomais in Veredelungsregionen die Nutzungskonkurrenz zwischen Biogasproduktion und Tierhaltung zwar entschärfen. Allerdings diene die Sommerung Mais auch als zweites Habitat für Insekten und zum Teil auch für Vögel, d.h. die Biodiversität nimmt mutmaßlich ab. Durch eine mutmaßlich getreidebetontere Fruchtfolge könnten sich außerdem Pflanzenkrankheiten und Problemunkräuter häufen. Weiterhin kann ein wegfallender Biogasanlagenbestand über die Verringerung von Nährstoffsalden beitragen.

Im Bereich *Verwertung* von Gülle und Festmist werfen die Szenarien 1 und 2 ein akutes Verwertungsproblem auf. Hier sinken die Kapazitäten massiv ab (im Szenario 1 auf ein Viertel).

Im Bereich *nicht-energetische Treibhausgasreduktion* würde mit einem ein Auslaufen des Bestandes (Szenario 1) auch die Vermeidungsleistung von rund 2 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2018 auf 0,26 Mio. t CO₂-Äq im Jahr 2035 absinken. Diese müsste dann anderweitig erbracht werden. Auch hier ist im Zusammenhang mit den Vorketten-Emissionen auf die Emissionen der alternativen Nutzung freiwerdender Flächen zu verweisen. Wie oben bereits erwähnt, können die NawaRo-Emissionen durch geänderten Anbau gesenkt werden. Die Einschränkung des Anbaus ist mit Blick auf die Ziele von

Paris allerdings dann nicht zielführend, wenn die alternative Nutzung ebenso CO₂-intensiv oder noch CO₂-intensiver ist.

Die angenommene kumulierte *THG-Vermeidungswirkung im Energiesystem* (über Verdrängung von Stromproduktion) ist neben Annahmen zur Bestandsentwicklung (Szenarien) auch von der Annahme zum Referenzsystem abhängig. So kann die Differenz zwischen Bestandserhalt (Szenario 3) und Auslaufen des Bestands (Szenario 1) einerseits gegen den durchschnittlichen Strommix gerechnet werden, dessen CO₂-Intensität über die Zeit abnimmt, wodurch auch der Beitrag des Biogases abnimmt und mit über den Zeitraum 2020-2035 mit 117 Mio. t beziffert werden kann. Mit den vorgenannten Börsenpreis von 20 €/t CO₂ sind das 2,3 Mrd. €. Wird hingegen angenommen, dass i) die zukünftig flexible Fahrweise von Biogasanlagen eher der eines Gaskraftwerkes ähnelt und ii) wegfallende Kapazität eher durch Gaskraftwerke ersetzt wird und daher gegen konstante Emissionen eines Gaskraftwerks gerechnet werden sollte, ist der Beitrag von Biogas konstant und höher und liegt im Zeitraum 2020-2035 bei 210 Mio. t, wieder bei einem Börsenpreis von 20 €/t CO₂ entsprechend einem Börsenwert von 4,2 Mrd. €.

Die **gesamtwirtschaftlichen und instrumentellen** Analysen zeigen, dass Nettoeffekte nicht eindeutig abschätzbar und vom Referenzszenario abhängig sind. Bei einer Bruttobetrachtung bestehen jedoch deutliche positive Effekte bei Beschäftigung und Wertschöpfung. Diese fallen im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energien bei der Bioenergie in höherem Maße in der Betriebsphase an. Effekte in den oben genannten Wirkungsbereichen sind häufig extern (d.h. nicht über einen Markt abgedeckt) und daher unter Umständen durch entsprechende Instrumente zu internalisieren. Es besteht bereits eine Reihe von Instrumenten die externe Nutzenwirkungen adressieren, vor allem im landwirtschaftlichen Bereich. Das entscheidende Instrument für die Refinanzierung von Biogasanlagen ist aber nach wie vor die Förderung über das EEG mit dem neuen Rahmen der Ausschreibungen.

Insgesamt zeigt die Studie, dass Biogas eine Reihe von Leistungen in anderen Bereichen – d.h. jenseits des Stromsektors – erbringt, auch wenn diese teilweise schwer zu quantifizieren sind. Dennoch werden Biogasanlagen fast ausschließlich aus energiepolitischer Perspektive betrachtet. Um die Wirkungen in den anderen Bereichen künftig besser entfalten zu können und gleichzeitig ökologische Grenzen zu beachten, ist ein ökonomisch-regulatorischer Rahmen notwendig, der ein faires Wettbewerbsfeld (level-playing field) generiert und die Kosten-Nutzen-Relation von Biogas im Vergleich zu anderen erneuerbaren Technologien angemessen widerspiegelt. Gleichzeitig ist die Rolle des Biogases als steuerbare Energie, die gleichzeitig in der Wärme, im Verkehr und in sämtlichen stofflichen Nutzungen eingesetzt werden kann, aus Sicht der Energiepolitik von großer Wichtigkeit. Mit der Umsetzung der Paris-Ziele wird die Bedeu-

tung noch einmal zunehmen. Schon aus diesem Grund erscheint es wichtig, auch zukünftig die Potenziale des Biogases bei der Energieversorgung zu nutzen. Eine stärkere Fokussierung auf die Nutzenwirkungen des Biogases außerhalb des Stromsektors könnte ein Ansatzpunkt hierfür sein.

8 Weiterer Forschungsbedarf

Im Rahmen der Studie konnte eine Reihe von Forschungsbedarfen identifiziert werden.

Im Bereich *Energie* besteht Forschungsbedarf zu mehreren Themen. Hinsichtlich der Systemdienstleistung ist zu klären, inwiefern dezentrale BGA als Substitut zu Netzausbau und Redispatch beitragen können. Im Bereich Integration in Wärmenetze besteht Forschungsbedarf bei der Revision der Primärenergiefaktoren, um die Benachteiligung von Biogas (und erneuerbaren Energien allgemein) gegenüber fossilen Energien zu beenden. Des Weiteren ist zu untersuchen, welche Rolle BGA-versorgte Wärmenetze in der Flexibilisierung haben.

Da die strategische Schlüsselrolle von BGA vermutlich in der Gasproduktion / Methanisierung zu sehen ist, sind Untersuchungen zu optimalen Standorten, Anlagengrößen und systemdienliche Fahrweisen – im Kontext erforderlicher Instrumente - notwendig, um systemisch Sinnvolles mit einzelwirtschaftlich Notwendigem zu verbinden.

Im Hinblick auf die Energiesicherheit stellt sich die Frage, welchen Beitrag Biogas als Produzent biologischen Methans zur Defossilisierung des Erdgassystems und zur Versorgungssicherheit auch im Wärmebereich leisten kann?

Bezüglich der *naturwissenschaftlich-agronomischen Wirkbereiche* wäre eine genauere Ermittlung der Leistungen in den Wirkbereichen notwendig, um sie den Biogas-Anlagen anrechnen zu können. Die meisten Bereiche im Rahmend der Studie konnten vorläufig nur überschlägig kalkuliert werden. Einige Bereiche (z.B. Biodiversität) konnten gar nicht quantifiziert werden. Zudem ist der Wert von z.B. Biodiversität oder auch Gewässerschutz regional unterschiedlich. Um ein genaues Abbild der Zahlungsströme zu schaffen, die Biogasanlagen für die Erbringung von Ökosystemleistungen erhalten, müssten die regional unterschiedlichen Leistungen mit den regional unterschiedlichen Anlagenparks (idealerweise sortiert nach Anlagengröße) abgeglichen werden. Dies konnte in der vorliegenden Studie nicht geleistet werden.

Im Hinblick auf agrarwirtschaftliche Kreislaufsysteme sollte untersucht werden, welchen Beitrag Biogasanlagen als Schnittstelle/Recyclingsystem für Nährstoffe zur deutschen / europäischen Ressourcenstrategie leisten können.

Weiterhin wären Analysen notwendig, welche der Funktionen der Biogasanlagen bei einem Rückgang des Bestandes durch welche alternativen Technologien zu welchen Kosten zukünftig übernommen werden könnten.

Im Bereich der *volkswirtschaftlichen* Analysen wären die Auswirkungen eines eventuellen Rückgangs des Biogasanlagenbestandes auf sozioökonomische Parameter

(Wertschöpfung, Beschäftigung) von Interesse. Mit Fokus auf Instrumente sind weitergehende ökonomisch-juristische Analysen zur Umsetzung einzelner Instrumenten-Optionen notwendig. Insbesondere sind hier auch die Auswirkungen einer CO₂-Steuer auf Biogasanlagen und in welchem Maße sie deren Wettbewerbsfähigkeit beeinflusst zu untersuchen.

Im Rahmen der *Szenarien* sind weitergehende länderspezifische Auswertungen in Bezug auf die Mengenkulissen der Einsatzstoffe notwendig, um Aussagen zu einzelnen Regionen machen zu können. Hiermit im Zusammenhang sind zum einen Analysen notwendig, wie sich der Flächenbedarf durch eine Umschichtung der Rationsgestaltung ändert. Weiterhin sind Forschungen nötig, welche Nutzungen die Flächen nach dem Ausscheiden aus dem EEG zugeführt werden und welche Implikationen dies – auch mit Blick auf die Ziele von Paris – hat.

9 Literaturverzeichnis

AA; VV (2014): BAT's and best practices for grass residue collection and valorization. Report of the IEE GR3 "GRass as a GReen Gas Resource: Energy from landscapes by promoting the use of grass residues as a renewable energy resource". Work Package 3. Online verfügbar unter http://www.enerpedia.be/websites/1/uploads/files/documents/sota-report-2014-06-06_2-10-2015_12_14_01.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

Adams, Paul; Bows, Alice; Gilbert, Paul; Hammond, Jim; Howard, David; Lee, Rachel et al. (2013): Understanding greenhouse gas balances of bioenergy systems. Supergen Bioenergy Hub; Tyndall Centre for Climate Change Research. Manchester.

Adler, Nicole; Ehlers, Knut; Friedrich, Barbara; Frische, Tobias; Gather, Corinna; Ginzky, Harald et al. (2017): Umweltschutz in der Landwirtschaft. Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau. Hg. v. Umweltbundesamt. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

Agora Energiewende (2018): Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr. Optionen für eine aufkommensneutrale CO₂-Bepreisung. Berlin (147/07-I-2018/DE). Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Abgaben_Umlagen/147_Reformvorschlag_Umlagen-Steuern_WEB.pdf.

Aho, M.; Pursula, T.; Saario, M.; Miller, T.; Kumpulainen, A.; Päällysaho, M. et al. (2015): The economic value and opportunities of nutrients cycling for Finland. Gaia Consulting (Sitra Studies, 104).

Albert, Christian; Schröter-Schlaack, Christoph; Hansjürgens, Bernd; Dehnhardt, Alexander; Döring, Ralf; Job, Hubert et al. (2017): An economic perspective on land use decisions in agricultural landscapes: Insights from the TEEB Germany Study. In: *Ecosystem Services* 25, S. 69–78.

Amon, Th.; Amon, B.; Kryvoruchko, V.; Hopfner-Sixt K.; Buga, S.; Pötsch, E. et al. (2003): Nutzung der Grünlandbiomasse sowie anderer Feldkulturen für die Biogasproduktion. In: BAL Gumpenstein (Hg.): Ökosoziales Forum Österreich. Wintertagung 2003 für Grünland- und Viehwirtschaft.

Aretz, Astrid; Heinbach, Katharina; Hirschl, Bernd; Schröder, André (2013): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag von Greenpeace. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin.

Auburger, Sebastian (2016): Nachhaltige Biogasproduktion unter besonderer Berücksichtigung des Einsatzes von Zuckerrüben und Grünlandaufwuchs sowie der Gärrestverwertung. Dissertation. Universität Hohenheim. Fakultät Agrarwissenschaften, Institut für Landwirtschaftliche Betriebslehre. Online verfügbar unter http://opus.uni-hohenheim.de/volltexte/2017/1310/pdf/Dissertationsschrift_Auburger.pdf, zuletzt geprüft am 20.12.2017.

Bacenetti, J.; Negri, M.; Fiala, M.; González-García, S. (2013): Anaerobic digestion of different feedstocks: Impact on energetic and environmental balances of biogas process. In: *Science of The Total Environment* 463–464 (0), S. 541–551.

BaFa (2018): Wärmenetze 4.0. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). Eschborn. Online verfügbar unter http://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html, zuletzt geprüft am abgerufen 04.05.2018.

Balman, A.; Schaft, F. (2008): Zukünftige ökonomische Herausforderungen der Agrarproduktion: Strukturwandel vor dem Hintergrund sich ändernder Märkte, Politiken und Technologien. In: *Arch. Tierz., Dummerstorf 51 (2008) Sonderheft*, S. 13–24.

Baumol, William J.; Oates, Wallace E. (1988): *The theory of environmental policy*. 2nd. Cambridge: Cambridge University Press.

Baur, F.; Vogler, C.; Scholl, F. (2019): Altholz in Deutschland – Mengen, Kosten, Wirtschaftlichkeit, Perspektiven. In: *Tagungsproceedings des 29. Kasseler Abfall- und Bioenergieforums*. Witzenhausen.

Baur, Frank; Guss, Hermann; Pertagnol, Joachim; Hauser, Eva; Wern, Bernhard; Gärtner, Sven et al. (2016a): *Biogas – Quo vadis? gefördert durch das BMUB*. Hg. v. ifeu GmbH IZES gGmbH. Saarbrücken, Heidelberg. Online verfügbar unter http://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_15_065.pdf.

Baur, Frank; Noll, Florian; Vogler, Cornelia; Wern, Bernhard; Mees, Michael; Steinert, Marc et al. (2016b): *Wärmestudie Region Eifel und Trier*. Endbericht. Saarbrücken.

BCG; Prognos AG (2018): *Klimapfade für Deutschland*. Boston Consulting Group; Prognos AG.

Bernath, Christiane; Bossmann, Tobias; Deac, Gerda; Eisland, Rainer; Fleiter, Tobias; Kühn, André et al. (2017): *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland*. Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer ISI; consentec; IFEU. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg.

BfN (2010): *Bioenergie und Naturschutz. Synergien fördern, Risiken vermeiden*. Bundesamt für Naturschutz. Bonn (Positionspapier).

BfN (Hg.) (2017): *Agrar-Report 2017. Biologische Vielfalt in der Agrarlandschaft*. Bundesamt für Naturschutz. Bonn - Bad Godesberg.

Biertumpfel, A.; Conrad, M. (2013): *Optimierung des Anbauverfahrens und Bereitstellung von Selektionsmaterial*. Abschlussbericht der Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft zum Forschungsprojekt FKZ 22012809, gefördert durch die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. Landesanstalt für Landwirtschaft. Jena.

Billig, E.; Decker, M.; Benzinger, W.; Ketelsen, F.; Pfeifer, P.; Peters, R. et al. (2019): *Non-fossil CO2 recycling. The technical potential for the present and future utilization for fuels in Germany*. In: *Journal of CO2 Utilization* 30, S. 130–141.

Blazejczak, Jürgen; Braun, Frauke G.; Edler, Dietmar; Schill, Wolf-Peter (2011): *Economic Effects of Renewable Energy Expansion. A Model-Based Analysis for Germany*. DIW. Berlin (discussion papers, 1156).

BMEL (2015a): *Bioenergie-Regionen 2009-2015. Vorteile der Energiewende im ländlichen Raum*. Berlin.

BMEL (2015b): *Nationale Politikstrategie Bioökonomie. Nachwachsende Ressourcen und biotechnologische Verfahren als Basis für Ernährung, Industrie und Energie*. Hg. v. BMEL. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Berlin, zuletzt geprüft am Stand: März 2014.

BMEL (2017): Agrarumwelt- und Klimamaßnahmen (AUKM), Ökologischer Landbau und Tierschutzmaßnahmen. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmel.de/DE/Landwirtschaft/Foerderung-Agrarsozialpolitik/_Texte/AgrarumweltmassnahmeninDeutschland.html, zuletzt geprüft am abgerufen 11.05.2018.

BMEL (2018a): Düngung. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft. Berlin. Online verfügbar unter https://www.bmel.de/DE/Landwirtschaft/Pflanzenbau/Ackerbau/_Texte/Duengung.html, zuletzt geprüft am abgerufen 11.05.2018.

BMEL (Hg.) (2018b): Zahl der begünstigten Antragsteller auf Direktzahlungen (DZ) für das Antragsjahr 2017 geschichtet nach dem Volumender für das Antragsjahr 2017 gewährten Direktzahlungen einschließlich Rückerstattungsprämie. Online verfügbar unter https://www.bmel-statistik.de/fileadmin/user_upload/monatsberichte/DFT-0101013-2017.pdf, zuletzt geprüft am 19.12.2018.

BMUB (2015a): Übereinkommen von Paris. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Online verfügbar unter https://www.bmu.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/paris_abkommen_bf.pdf, zuletzt geprüft am abgerufen am 28.09.2018.

BMUB (2015b): Pflicht zur getrennten Sammlung von Bioabfällen und ihre Grenzen. Rechtliches Argumentationspapier zu § 11 Abs. 1 KrWG. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.bmu.de/meldung/getrennte-sammlung-von-bioabfaellen-ab-1-januar-2015/>, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

BMUB (2016): Klimaschutzplan 2050. Kabinettsbeschluss vom 14. November 2016. Berlin.

BMVI (2018): Energie auf neuen Wegen. Aktuelles zur Weiterentwicklung der Mobilitäts- und Kraftstoffstrategie der Bundesregierung. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI). Berlin.

BMWi (02.11.18): Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. Energiesammelgesetz (EnSaG). Online verfügbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/energiesammelgesetz.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 17.12.18.

BMWi (2015a): Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt vom 11. März 2015. Nichtamtliche Lesefassung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Foerderbekanntmachungen/marktanreizprogramm-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=13, zuletzt aktualisiert am 11.03.2015, zuletzt geprüft am aufgerufen 04.05.2018.

BMWi (2015b): Zweiter Erfahrungsbericht zum Erneuerbare-Energien-Wärmegesetz. Die Entwicklung des Wärme- und Kältemarktes in Deutschland. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

BMWi (2016): Strom 2030: Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

BMWi (2017a): Strom 2030: Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre. Ergebnisbericht zum Trend 7: „Moderne KWK-Anlagen produzieren den residualen Strom und tragen zur Wärmewende bei“. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergebnisbericht-strom-2030-trend-7.html>, zuletzt geprüft am 4.4.17.

BMWi (2017b): Strom 2030: Langfristige Trends - Aufgaben für die kommenden Jahre. Ergebnispapier. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

BMWi (2018a): Gesetze zur Förderung Erneuerbarer Energien im Wärmebereich in den Bundesländern. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/gesetze_zur_foerderung_ee_im_waermebereich_in_den_bundeslaendern.html, zuletzt geprüft am aufgerufen 04.05.2018.

BMWi (2018b): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe ErneuerbareEnergien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2018). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt aktualisiert am Februar 2018.

BNetzA (Hg.) (2015): EEG-Registerdaten und -Fördersätze. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdaten_node.html, zuletzt geprüft am 31.03.2019.

BNetzA (2018a): EEG in Zahlen 2016. BNetzA. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html, zuletzt geprüft am 01.10.2018.

BNetzA (2018b): Gebotstermin 1. Juni 2018 - innovative KWK-Systeme. Veröffentlichung der Ergebnisse. Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/KWK/InnovativeKWK/InnovativeKWK_node.html, zuletzt geprüft am aufgerufen 04.05.2018.

BNetzA (12.06.2018): Ergebnisse der Ausschreibungen für KWK-Anlagen. Pressemitteilung der Bundesnetzagentur. Bonn. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Presse/Pressemitteilung/2018/20180612_KWK.pdf?__blob=publicationFile&v=2.

Böhmer, Michael; Kirchner, Almut; Hobohm, Jens; Weiß, Johann; Piegsa, Alexander (2015): Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte der Energiewirtschaft. Schlussbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Prognos AG. München, Basel, Berlin.

Bolzonella, David; Correale, Federico; Diberardino, Santino; Silva, Luis; Gruwez, Robert; Karolien, Filip et al. (2016): Policy Proposal. IEE project : IEE/12/046/SI2.645700 – GR3.

- Bonvissuto, G. (2013): Biomasse als erneuerbarer Energieträger und seine volkswirtschaftlichen Auswirkungen auf die natürliche Ressource Boden - am Beispiel der Umsetzung der Zielsetzungen des „NÖ Energiefahrplans 2030“. In: *Der öffentliche Sektor* 39 (4), S. 13–28.
- Börjesson, P. (1999): Environmental effects of energy crop cultivation in Sweden—II: Economic valuation. In: *Biomass and Bioenergy* 16 (2), S. 155–170.
- Bost, Mark; Böther, Timo; Hirschl, Bernd; Kreuz, Sebastian; Neumann, Anna; Weiß, Julika (2012): Erneuerbare Energien Potenziale in Brandenburg 2030. Erschließbare technische Potenziale sowie Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte – eine szenariobasierte Analyse. Im Auftrag von Greenpeace e. V., Hamburg. iöw. Berlin. Online verfügbar unter https://www.ioew.de/publikation/erneuerbare_energien_potenziale_in_brandenburg_2030/.
- Bothe, David; Janssen, Matthias; van der Poel, Sander; Eich, Theresa; Bongers, Tim; Kellermann, Jan et al. (2017): Der Wert der Gasinfrastruktur für die Energiewende in Deutschland. Eine modellbasierte Analyse. Eine Studie im Auftrag der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB Gas e.V.). frontier economics; IAEW; 4Management; EMCEL.
- Bouwma, Irene; Schleyer, Christian; Primmer, Eeva; Winkler, Klara Johanna; Berry, Pam; Young, Juliette et al. (2018): Adoption of the ecosystem services concept in EU policies. In: *Ecosystem Services* 29, S. 213–222.
- Breitschopf, B.; Nathan, C.; Resch, G. (2012): Methodological guidelines for estimating the employment impacts of renewable energy use in electricity generation. Final report of the EMPLOY project, in the framework of ‘Economic and Industrial Development’ – EID – IEA-RTD. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Rütter + Partner, Energy Economics Group (EEG) an der Technischen Universität Wien. Karlsruhe.
- Breitschopf, Barbara; Held, Anne (2014): Guidelines for assessing costs and benefits of RET deployment. Report of the Intelligent Energy Europe (IEE) project DIA-CORE. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI). Karlsruhe.
- Breitschopf, Barbara; Klobasa, Marian; Sensfuß, Frank; Steinbach, Jan; Ragwitz, Mario; Lehr, Ulrike et al. (2010): Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich, Arbeitspaket 1. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS), Institut für ZukunftsEnergieSysteme (I-ZES), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin). Karlsruhe, Osnabrück, Saarbrücken, Berlin.
- Breitschopf, Barbara; Nathani, Carsten; Resch, Gustav (2013): Employment impact assessment studies - Is there a best approach to assess employment impacts of RET deployment? In: *Renewable Energy Law and Policy Review* 4 (2), S. 93–104.
- Burchert, M.; Degreif, S.; Bulach, W.; Schüler, D.; Prakash, S.; Möller, M. et al. (2019): Substitution als Strategie zur Minderung der Kritikalität von Rohstoffen für Umwelttechnologien – Potentialermittlung für Second-Best-Lösungen. Abschlussbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-01-08_texte_03-2019_subskrit_abschlussbericht.pdf.

Buttlar, C. von; Willms, M. (2016): Bewertung des Energiepflanzenanbaus für Biogasanlagen vor dem Hintergrund der Anforderungen der Europäischen Wasserrahmenrichtlinie. In: *Berichte über Landwirtschaft* 94 (2). DOI: 10.12767/buel.v94i2.121.g293.

Carius, Nadja; Klann, Uwe; Sabatier, Matthias (2015): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien im Saarland. Endbericht. IZES gGmbH. Saarbrücken.

Cherubini, F.; Strømman, A. H. (2011): Life cycle assessment of bioenergy systems: State of the art and future challenges. In: *Bioresource Technology* 102 (2), S. 437–451.

Coase, Ronald H. (1960): The problem of social cost. In: *Journal of Law and Economics* 3 (October), S. 1–44.

Dahlin, J.; Herbes, C.; Nelles, M. (2015): Vermarktung von Biogas-Gärprodukten – die Perspektive der Anbieter. Fachtagung Pflanzenbauliche Verwertung von Gärrückständen aus Biogasanlagen. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow-Prüzen (Gülzower Fachgespräche, Band 51).

Daniel, Jacqueline (2007): Entwicklung der Flächenbelegung durch Energiepflanzenanbau für Biogas in Deutschland. Vortrag beim Workshop "Basisdaten zur Flächenausdehnung". Berlin, 15.11.2007.

Daniel, Jaqueline; Scholwin, Frank (2008): Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen. In: Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Verbundprojekt gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Endbericht mit Materialband. IFEU; IE; FH Wirtschaft Berlin; Öko-Institut; TU Berlin, Peters Umweltplanung. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt, S. 401–442.

Daniel-Gromke, J.; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Trommler, M.; Reinholz, T.; Völler, K.; Beil, M. (2017): Anlagenbestand Biogas und Biomethan – Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. DBFZ Report Nr. 30. DBFZ GmbH. Leipzig.

Dauber, J.; Müller, A. L.; Schnittenheim, S.; Schoo, B.; Schorpp, Q.; Schrader, S.; Schrotte, S. (2016): Agrarökologische Bewertung der Durchwachsenen Silphie (*Silphium perfoliatum* L.) als eine Biomassepflanze der Zukunft. Schlussbericht. Braunschweig: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft.

Delzeit, Ruth; Lange, M.; Brunsch, A. (2011): Maiswüsten in Schleswig-Holstein? Das neue EEG und der Flächenbedarf unterschiedlicher Biogassubstrate. Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel. Kiel (Kiel Policy Brief, 40).

dena (2014): dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht. dena. Berlin.

der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland.

Destatis (2010): Input-Output-Rechnung im Überblick. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden.

Destatis (2016): Landwirtschaftliche Betriebe mit Viehhaltung und Zahl der Tiere. Agrarstrukturerhebung / Landwirtschaftszählung, 01.03.2016. Düsseldorf: Statistische Ämter des Bundes und der Länder.

Destatis (2017): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen - Input-Output-Rechnung. Statistisches Bundesamt. Wiesbaden (Fachserie 18 - 2013, Reihe 2), zuletzt aktualisiert am Revision 2014, Stand August 2016.

Destatis (2018): Statistisches Jahrbuch 2018. 19 Land- und Forstwirtschaft. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt, S. 493.

Diekmann, Jochen; Schill, Wolf-Peter; Breitschopf, Barbara; Sievers, Luisa; Klobasa, Marian; Lehr, Ulrike; Horst, Juri (2016): Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien – Zusammenfassung und Schlussfolgerungen. Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“. DIW Berlin, Fraunhofer ISI, GWS, IZES. Berlin, Karlsruhe, Osnabrück.

Döhler, Helmut (2013): Faustzahlen Biogas. 3. Ausg. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft.

Doleschel, P. U.; Heißenhuber, A. (1991): Externe Kosten der Bodenerosion. In: *Bayerisches Landwirtschaftliches Jahrbuch* 68, S. 187–209.

Dotzauer, Martin; Hennig, Christiane; Lenz, Volker; Brosowski, André; Trommler, Marcus; Barchmann, Tino et al. (2016): Kurzstudie: Entwicklung der Biomasseverstromung bei der Fortschreibung der aktuellen EEG-Vergütung (EBFE). Gefördert durch FNR e.V. Hg. v. DBFZ gGmbH. Online verfügbar unter <http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/berichte/22400815.pdf>.

Dux, Dunja; van Caenegem, Ludo; Steiner, Beat; Kaufmann, Robert (2005): Kosteneffizienz von Güllebehälter-Abdeckungen. Emissionsminderung und Wirtschaftlichkeit. FAT-Berichte 642/2005.

DVGW (2018): Klimaschutz mit grünen Gasen. Wie können erneuerbare Gase nachhaltig ins Energiesystem integriert werden? Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches. Bonn. Online verfügbar unter <https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/publikationen/klimaschutz-gruene-gase-smaragd-projekt.pdf>.

EBA (2018): RED II Compromise. EBA Summary. European Biogas Association. Brüssel. Online verfügbar unter http://european-biogas.eu/wp-content/uploads/2018/07/REDII-Summary_EBA.pdf.

EC (2014): On the review of the list of critical raw materials for the EU and the implementation of the Raw Materials Initiative. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European economic and social Committee and the Committee of the regions: Kommission der europäischen Gemeinschaften.

EC (2017): Agriculture and rural development: Direct support - Greening. European Commission (EC). Brussels. Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/agriculture/direct-support/greening_en, zuletzt geprüft am abgerufen 11.05.2018.

Eder, Barbara; Krieg, Andreas; Huba-Mang, Elisabeth (Hg.) (2012): Biogas-Praxis. Grundlagen, Planung, Anlagenbau, Beispiele, Wirtschaftlichkeit, Umwelt. 5., überarb. Aufl. Staufen bei Freiburg: Ökobuch.

Edler, Dietmar; Blazejczak, Jürgen (2016): Beschäftigungswirkungen des Umweltschutzes in Deutschland im Jahr 2012. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Umwelt, Innovation, Beschäftigung, 01/2016).

Edwards, R.; Mulligan, D.; Marelli, L. (2010): Indirect Land Use Change from increased bio-fuels demand: Comparison of models and results for marginal bio-fuels production from different feedstocks. Joint Research Centre. Luxembourg (JRC Scientific and Technical Reports).

eex (Hg.) (2018): EU Emission Allowances, Secondary Market. Online verfügbar unter <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/european-emission-allowances#!/2018/12/14>, zuletzt geprüft am 13.06.2019.

EIP-Agri (o.J.): Improving nutrient recycling in agriculture. How to improve the agronomic use of recycled nutrients (N and P) from livestock manure and other organic sources? Agricultural European Innovation Partnership (EIP-AGRI). Online verfügbar unter https://ec.europa.eu/eip/agriculture/sites/agri-eip/files/eip-agri_factsheet_nutrient_recycling_2017_en_web.pdf.

Elbe, Judith; Elbe, Sebastian; Heinbach, Katharina; Landgraf, Barbara; Middelmann, Ute; Müller, Rainer et al. (2016): Bioenergie-Regionen. Effiziente Netzwerke und Prozesse als Beitrag zur Energiewende. FNR. Gülzow-Prüzen (Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, Band 37).

Eltrop, Ludger; Fleischer, Benjamin; Härdtlein, Marlies; Fischer, K.; Panic, O.; Maurer, C. et al. (2016): Speicherung und flexible Betriebsmodi zur Schonung wertvoller Ressourcen und zum Ausgleich von Stromschwankungen bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien in Baden-Württemberg (BioenergieFlex BW). Endbericht. IER; ISWA; IFK. Stuttgart.

Erlach, Berit; Stephanos, Cyril; Kost, Christoph; Palzer, Andreas (2018): Sektorkopplung und ihre Bedeutung für die Bioenergienutzung. In: Michael Nelles (Hg.): 12. Rostocker Bioenergieforum. Tagungsband. 12. Rostocker Bioenergieforum. Rostock, 28.-29.06.2018. Uni Rostock. Rostock (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, 78), S. 13–24. Online verfügbar unter https://bioenergieforum.auf.uni-rostock.de/files/Tagungsband_12_BEF_2018.pdf.

Fachverband Biogas e.V. (2013): Wasserschutz beim Anbau von Energiepflanzen für Biogasanlagen. Freising (Hintergrundpapier, H-001).

Faßbender, H.; Riggert, J. (2017): Die KWK-Ausschreibungsverordnung. In: *Infrastrukturrecht* 7, S. 146–151.

Fehrenbach, Horst; Köppen, Susanne; Markwardt, Stefanie; Vogt, Regine (2016): Aktualisierung der Eingangsdaten und Emissionsbilanzen wesentlicher biogener Energienutzungspfade (BioEm). Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Texte, 09/2016).

Feistkorn; Schmoeckel; Winkler (2014): Bestimmung von Geruchsemissionen an Biogasanlagen. Emissionen von Biogasmotoren & Silagen. Hg. v. Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU). Online verfügbar unter https://www.lfu.bayern.de/energie/biogas/doc/biogasanlagen_geruch.pdf.

FNR (2011): Standortangepasste Anbausysteme für Energiepflanzen: Ergebnisse des Verbundprojektes „Entwicklung und Vergleich von optimierten Anbausystemen für die landwirtschaftliche Produktion von Energiepflanzen unter den verschiedenen Standortbedingungen Deutschlands, EVA I“. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow-Prüzen.

FNR (2013a): Bioenergie die vielfältige erneuerbare Energie. 5. überarbeitete Auflage. Gülzow (196).

- FNR (2013b): Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung bis zur Nutzung. 6., überarbeitete Auflage. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Gülzow-Prüzen.
- FNR (Hg.) (2015): Biomassepotenziale von Rest- und Abfallstoffen - Status Quo in Deutschland (Schriftenreihe Nachwachsende Rohstoffe, 36).
- FNR (2018): Gewässerschutz mit nachwachsenden Rohstoffen. Steigerung der Gewässerschutzleistung. Hg. v. Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR). Rostock. Online verfügbar unter http://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Gewaesserschutz_Web.pdf, zuletzt geprüft am 12.12.18.
- Forrestal, P.; Adani, F.; Snauwaert, E.; Veeken, A.; Bernard, J-P.; Jensen L. (o.J.): Mini-paper – Towards increasing the mineral fertilizer replacement value of bio-based fertilisers. Agricultural European Innovation Partnership (EIP-AGRI); EIP-AGRI Focus Group – Nutrient recycling.
- Gansberger, Markus; Montgomery, Lucy F.R.; Liebhard, Peter (2015): Botanical characteristics, crop management and potential of *Silphium perfoliatum* L. as a renewable resource for biogas production: A review. In: *Industrial Crops and Products* 63, S. 362–372.
- Gavert, Hendrik (2017): Determinanten der Pachtpreise in Deutschland – Biogasförderung und Direktzahlungen im Fokus. Dissertation. Justus-Liebig-Universität, Gießen. Institut für Agrarpolitik und Marktforschung. Online verfügbar unter http://geb.uni-giessen.de/geb/volltexte/2017/13142/pdf/GavertHendrik_2017_07_28.pdf, zuletzt geprüft am 10.10.2018.
- Giuntoli, J.; Agostini, A.; Edwards, R.; Marelli, L. (2017): Solid and gaseous bioenergy pathways: input values and GHG emissions. Calculated according to the methodology set in COM(2016) 767. Version 2. Hg. v. Publications Office of the European Union. Joint Research Centre. Luxembourg.
- Gömann, Horst; Witte, Thomas de; Peter, Günter; Tietz, Andreas (2013): Auswirkungen der Biogaserzeugung auf die Landwirtschaft. Braunschweig: Johann Heinrich von Thünen-Institut (Thünen Report, 10). Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:gbv:253-201312-dn052748-1>.
- Guenther-Lübbers, W.; Bergmann, H.; Theuvsen, L. (2016): Potential analysis of the biogas production e as measured by effects of added value and employment. In: *Journal of Cleaner Production* 129, S. 556–564.
- Guenther-Lübbers, W.; Theuvsen, L. (2015): Regionalwirtschaftliche Effekte der Biogasproduktion: Eine Analyse am Beispiel Niedersachsens. In: *Berichte über Landwirtschaft* 93 (2). DOI: 10.12767/buel.v93i2.74.g198.
- Haag, J. (2016): Ergebnisse der Gärrestversuche. In: FNR (Hg.): 4. Energiepflanzenforum – Nachhaltige und effiziente Bereitstellung von Biomasse, Bd. 53. 4. Energiepflanzenforum – Nachhaltige und effiziente Bereitstellung von Biomasse. Dornburg, 5.–6. Juli 2016. FNR. Gülzow-Prüzen (Gülzower Fachgespräche, 53), S. 294–310.
- Haenel, Hans-Dieter; Rösemann, Claus; Dämmgen, Ulrich; Freibauer, Annette; Döring, Ulrike; Wulf, Sebastian (2016): Berechnung von gas- und partikelförmigen Emissionen aus der deutschen Landwirtschaft 1990 – 2014. Report zu Methoden und Daten (RMD) Berichterstattung. In: *Thünen Report* (39). Online verfügbar unter <http://hdl.handle.net/10419/130598>.

- Hanserud, O. S.; Cherubini, F.; Øgaard, A. F.; Müller, D. B.; Brattebø, H. (2018): Choice of mineral fertilizer substitution principle strongly influences LCA environmental benefits of nutrient cycling in the agri-food system. In: *Science of The Total Environment* 615, S. 219–227.
- Hansjürgens, Bernd (2011): Bewertung von Wasser in Landschaften – Konzepte, Ansätze und Empfehlungen. Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech). München (acatech Materialien, 8).
- Hartmann, S.; Diepolder, M.; Lichti, F. (2011): Grünland für die Biogasanlage. In: *Biogas Forum Bayern* Nr. I 12/2011. Online verfügbar unter http://www.biogas-forum-bayrn.de/Presse/Grunland_als_Biogassubstrat.pdf.
- Hauser, Eva; Baur, Frank; Noll, Florian; Wagener-Lohse, Georg (2014): Beitrag der Bioenergie zur Energiewende. Hg. v. Fachverband Biogas e.V. BEE. BEE-Plattform Systemtransformation. Bochum.
- Hauser, Eva; Guss, Hermann; Horst, Juri; Kochems, Johannes; Freericks, Christian; Brischke, Lars et al. (2017): Umsetzungskonzepte für den Strom- und Wärmesektor. Teilbericht im Rahmen des Projektes „Weiterentwicklung der Energiewendeziele in Hinblick auf die Klimaschutzziele 2050“. Berichtszeitraum: März 2016 – Juli 2017. Unter Mitarbeit von Nikolaus von Andrian, Eckehard Tröster, Peter-Philip Schierhorn und Yannik Simstich. IZES gGmbH; IFEU; FÖS; Energynautics GmbH. Saarbrücken, Heidelberg, Berlin, Darmstadt.
- Heinbach, Katharina; Aretz, Astrid; Hirschl, Bernd; Prahl, Andreas; Salecki, Steven (2014): Renewable energies and their impact on local value added and employment. In: *Energy, Sustainability and Society* 4 (1), S. 1–10.
- Heißenhuber, A.; Demmeler, M.; Rauh, S. (2008): Auswirkungen der Konkurrenz zwischen Nahrungsmittel- und Bioenergieproduktion auf Landwirtschaft, Gesellschaft und Umwelt. In: *Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis* 17 (2), S. 23–31.
- Hennig, C.; Gawor, M. (2012): Bioenergy production and use: Comparative analysis of the economic and environmental effects. In: *Energy Conversion and Management* 63 (0), S. 130–137.
- Herbes, C.; Pekrun, C.; Dahlin, J.; Wulf, S.; Roth, U.; Kraume, M. et al. (2017): Gemeinsamer Teil zum Vorhaben GÄRWERT- GÄRprodukte ökologisch optimiert und WERTorientiert aufbereiten und vermarkten. Schlussbericht.
- Hermeling, Claudia; Wölfling, Nikolas (2011): Energiepolitische Aspekte der Bioenergienutzung: Nutzungskonkurrenz, Klimaschutz, politische Förderung. Endbericht. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW). Mannheim.
- Hirschl, Bernd; Aretz, Astrid; Prahl, Andreas; Böther, Timo; Heinbach, Katharina; Pick, Daniel; Funcke, Simon (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. In Kooperation mit dem Zentrum für Erneuerbare Energien (ZEE). Studie im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien (AEE). iöw. Berlin (Schriftenreihe des IÖW, 196/10).
- Hirschl, Bernd; Heinbach, Katharina; Prahl, Andreas; Salecki, Steven; Schröder, André; Aretz, Astrid; Weiß, Julika (2015): Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien. Ermittlung der Effekte auf Länder- und Bundesebene. Gefördert durch die Bundesrepublik Deutschland. Zuwendungsgeber: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses

des Deutschen Bundestages, FKZ 0325463. Schriftenreihe des IÖW 210/15. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin.

Hoffmann, Dunja (2007): Regionale Wertschöpfung durch optimierte Nutzung endogener Bioenergiepotenziale als strategischer Beitrag zur nachhaltigen Regionalentwicklung. Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Philosophie der Philosophischen Fakultäten der Universität des Saarlandes. Dissertationsschrift. Uni Saarbrücken, Saarbrücken. philosophische Fakultät. Online verfügbar unter <https://scidok.sulb.uni-saarland.de/bitstream/20.500.11880/23338/1/DissDunjaHoffmann.pdf>, zuletzt geprüft am 09.10.2018.

Holzhammer, Uwe; Gerhardt, Norman; Stelzer, Manuel.; Hauser, Eva; Guss, Hermann (2017): SymbioSe. Beiträge zur Systemtransformation durch Erbringung von Systemdienstleistungen von biogen betriebenen Stromerzeugungsanlagen. Projektendbericht. Fraunhofer IWES; IZES gGmbH.

Holzhammer, Uwe; Krautkremer, Bernd; Jentsch, Mareike; Kasten, Julia (2016): Beitrag von Biogas zu einer verlässlichen erneuerbaren Stromversorgung. Fraunhofer IWES. Kassel.

Icha, Petra; Kuhs, Gunter (2018a): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2017. Aktualisierung auf Basis von Climate Change 15/2017. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-05-04_climate-change_11-2018_strommix-2018_0.pdf.

Icha, Petra; Kuhs, Gunther (2018b): Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2016. Hg. v. Umweltbundesamt.

IINAS (2018a): Globale Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS). Version 4.95. Hg. v. IINAS GmbH – Internationales Institut für Nachhaltigkeitsanalysen und -strategien. Online verfügbar unter <http://iinas.org/gemis-installation.html>.

IINAS (2018b): Globales Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS). Version 5.

Inn, B. (2012): Biogas und Artenvielfalt – geht das? In: *Wildland Stiftung Bayern. Jagd in Bayern*. 04/2012.

IPCC (2018): Summary for Policy Makers. In: V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H. O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, T. Waterfield (Hg.): Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Geneva, S. 1–32.

Isermeyer, F.; Zimmer, Y. (2006): Thesen zur Bioenergie-Politik in Deutschland. Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Institut für Betriebswirtschaft. Braunschweig (Arbeitsberichte des Bereichs Agrarökonomie, 02/2006).

Jakob, Michael (2017): Regeln und Speichern durch Bioenergie. Die Technik ist da. Mittwochs im MUEEF. Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten RLP. Mainz,

2017. Online verfügbar unter https://mueef.rlp.de/fileadmin/mulewf/Service/Veranstaltung-schronik/pdf-Dateien/Regeln_und_Speichern_-_Die_Technik_ist_da/Regeln_und_Speichern_durch_Bioenergie-Jakob.pdf, zuletzt geprüft am 05.12.2017.

Jensen, M. B.; Møller, J.; Scheutz, C. (2016): Comparison of the organic waste management systems in the Danish–German border region using life cycle assessment (LCA). In: *Waste Management* 49, S. 491–504.

Joint Research Centre (2015): The impact of biofuels on transport and the environment, and their connection with agricultural development in Europe. Directorate-General for Internal Policies, Policy Department B: Structural and Cohesion Policies. Brussels.

Kappenstein-Machan, Marianne; Weber, Christian (2010): Energiepflanzenanbau für Biogasanlagen. In: *Naturschutz und Landschaftsplanung* 42 (10), S. 312–320. Online verfügbar unter https://www.nul-online.de/artikel.dll/NuL10-10-312-320-1_MTgwNzI1Mg.PDF.

Kern, Michael; Raussen, Thomas; Funda, Karsten; Lootsma, Auke; Hofmann, Hubertus (2010): Aufwand und Nutzen einer optimierten Bioabfallverwertung hinsichtlich Energieeffizienz, Klima- und Ressourcenschutz. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Texte, 43/2010).

Klasen, L. (2018): Mit „Bienenstrom“ gegen das Insektensterben. ZDFheute, Ausstrahlung 07.07.2018 18:37. Online verfügbar unter <https://www.zdf.de/nachrichten/heute/mit-bienenstrom-gegen-insektensterben-nuertingen-100.html>, zuletzt geprüft am 13.06.2019.

KLU (2013): Biogaserzeugung und -nutzung: Ökologische Leitplanken für die Zukunft. Vorschläge der Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU). Kommission Landwirtschaft beim Umweltbundesamt (KLU). Dessau-Roßlau.

Knappe, Florian; Vogt, Regine; Lazar, Silvia; Höke, Silke (2012): Optimierung der Verwertung organischer Abfälle. UBA. Dessau-Roßlau (Texte, 31). Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/optimierung-verwertung-organischer-abfaelle>.

Koffi, Brigitte; Cerutti, Alessandro; Duerr, Marlene; Iancu, Andreea; Kona, Albana; Janssens-Maenhout, Greet (2017): CoM Default Emission Factors for the Member States of the European Union. Dataset Version 2017. Hg. v. European Commission, Joint Research Centre (JRC). Online verfügbar unter <https://data.europa.eu/euodp/de/data/dataset/jrc-com-ef-comw-ef-2017>.

Kost, C.; Mayer, J. N.; Thomsen, J.; Hartmann, N.; Senkpiel, C.; Philipps, S.; et al. (2013): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE). Freiburg.

Krutilla, K.; Krause, R. (2011): Transaction costs and environmental policy: An assessment framework and literature review. In: *International Review of Environmental and Resource Economics* 4 (3-4), S. 261–354.

KTBL (2006): Emissionen der Tierhaltung. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.

KTBL (2013): Faustzahlen der Landwirtschaft. 14. Auflage. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.

KTBL (2015): Taschenbuch Landwirtschaft. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V.

KTBL (2017): Anpassungsstrategien für Biogas. In: *KTBL-Heft* 118.

Laggner, Birgit; Orthen, Natascha; Osterburg, Bernhard; Röder, Norbert (2014): Ist die zunehmende Biogasproduktion die alleinige Ursache für den Grünlandswund in Deutschland? – eine Analyse von georeferenzierten Daten zur Landnutzung. In: *Raumforschung und Raumordnung* 72 (3), S. 195–209.

Landwirtschaftskammer Niedersachsen (2018): Nährstoffbericht für Niedersachsen 2016/2017. Landwirtschaftskammer Niedersachsen, Düngbehörde. Oldenburg.

Lansche, Jens; Müller, Joachim (2012): Life cycle assessment of energy generation of biogas fed combined heat and power plants. Environmental impact of different agricultural substrates. In: *Eng. Life Sci.* 12 (3), S. 313–320. DOI: 10.1002/elsc.201100061.

Laub, Katharina; Bur, Anna (2017): Bioenergie als Potenzial für die Zukunft? Flexperten-Gemeinschaftsstand auf der Biogas Convention 2017. Nürnberg, 18.12.2017.

Lehr, Ulrike; Lutz, Christian; Edler, Dietmar; O’Sullivan, Marlene; Nienhaus, Kristina; Nitsch, Joachim et al. (2011): Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturfor- schung (GWS), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW). Osnabrück, Berlin, Karlsruhe, Stuttgart.

Lehr, Ulrike; Ulrich, Philip; Lutz, Christian; Thobe, Ines; Edler, Dietmar; O’Sullivan, Marlene et al. (2015): Beschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland: Ausbau und Betrieb, heute und morgen. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturfor- schung (GWS), Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Prognos AG, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Würt- temberg (ZSW). Osnabrück, Berlin, Stuttgart.

Letalik, C.; Hofmann, D.; Ebertseder, F.; Niedermeir-Stürzer, H.; Menzel, N.; Thoss, C. et al. (2015): Energetische Nutzung von Landschaftspflegematerial in Biogasanlagen. In: *Biogas Forum Bayern*. 26/2015: ALB Bayern e.V.

Liebetrau, J.; Clemens, J.; Cuhls, C.; Hafermann, C.; Friehe, J.; Weiland, P.; et al. (2010): Methane emissions from biogas-producing facilities within the agricul- tural sector. In: *Engine- ering in Life Sciences* 10 (6), S. 595–599.

Lorenz, F.; Baumgärtel, G.; Luyten-Naujoks, K.; Roßberg, R.; Erdle, K.; Olf, H.-W.; Schäfer, B. (2017): Gärreste im Ackerbau effizient nutzen. In: *DLG-Merkblatt* 397 (10), zuletzt geprüft am 01.10.2018.

Lüker-Jans, N.; Simmering, D.; Otte, A. (2017): The impact of biogas plants on regional dy- namics of permanent grassland and maize area—The example of Hesse, Germany (2005– 2010). In: *Agriculture, Ecosystems & Environment* 241, S. 24–38.

Lünenbürger, Benjamin; Benndorf, Anke; Börner, Michael; Burger, Andreas; Ginzky, Harald; Ohl, Cornelia et al. (2013): Klimaschutz und Emissionshandel in der Landwirtschaft. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 01/2013).

Lutz, Christian; Breitschopf, B. (2016): Systematisierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte und Verteilungswirkungen der Energiewende. GWS Research Report 2016/01. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung (GWS). Osnabrück.

Bericht (Boden- und Gewässerschutz in der Landwirtschaft) (2010). Unter Mitarbeit von Brigitte Marold. Irdning: Lehr- und Forschungszentrum für Landwirtschaft Raumberg-Gumpenstein.

Maurel, Françoise (2011): Coûts des principales pollutions agricoles de l'eau. In: Etudes & documents, Bd. 52.

Memmler, Michael; Lauf, Thomas; Wolf, Katharina; Schneider, Sven (2017): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2016. Aktualisierte Fassung aufbauend auf den vorherigen Veröffentlichungen der „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ ((UBA, et al., 2014), (UBA, et al., 2013), (UBA, et al., 2009)). Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (CLIMATE CHANGE, 23/2017).

Merten, Frank; Schüwer, Dietmar; Horst, Juri; Matschoss, Patrick (2018): Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. In: Wuppertal Institut, ISI und IZES gGmbH (Hg.): Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. Online verfügbar unter <https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7068>.

Meyerhoff, Jürgen; Angeli, Daija; Hartje, Volkmar (2012): Valuing the benefits of implementing a national strategy on biological diversity—The case of Germany. In: *Environmental Science & Policy* 23, S. 109–119.

Michaelis, Peter (1996): Ökonomische Instrumente in der Umweltpolitik. Eine anwendungsorientierte Einführung. Heidelberg: Physica-Verlag.

Millinger, M.; Tafarte, P.; Dotzauer, Martin; Oehmichen, Katja; Kanngießler, A.; Meyer, B. et al. (2017): BalancE. Synergien, Wechselwirkungen und Konkurrenzen beim Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsektor durch erneuerbare Optionen. Gemeinsamer Endbericht zu FKZ 0325705A, 0325705B, 0325705C. UfZ, DBFZ, Fraunhofer UMSICHT.

Möckel, Stefan (2017): Natur und Recht: Das Wichtigste zum neuen Düngerecht. In: *Natur und Landschaft* 92 (6), S. 287–288.

Möckel, Stefan; Köck, Wolfgang; Rutz, Cordula; Schramek, Jörg (2014): Rechtliche und andere Instrumente für vermehrten Umweltschutz in der Landwirtschaft. Umweltbundesamt. Dessau –Roßlau (Texte, 42/2014).

Naturkapital Deutschland – TEEB DE (2012): Der Wert der Natur für Wirtschaft und Gesellschaft – Eine Einführung. ifuplan, UfZ, BfN. München, Leipzig, Bonn. Online verfügbar unter https://www.bfn.de/fileadmin/MDB/documents/themen/oekonomie/teeb_de_einfuehrung_1seitig.pdf, zuletzt geprüft am 27.09.2018.

Naturkapital Deutschland – TEEB DE (2016): Ökosystemleistungen in ländlichen Räumen – Grundlage für menschliches Wohlergehen und nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung. Hg. v. Christina von Haaren und Christian Albert. Uni Hannover, UfZ. Hannover, Leipzig. Online verfügbar unter https://www.ufz.de/export/data/global/190505_TEEB_DE_Landbericht_Langfassung.pdf, zuletzt geprüft am 27.08.2018.

Neitzke, A.; Berendonk, C. (2001): Jakobskreuzkraut, Eine Giftpflanze auf dem Vormarsch. Landwirtschaftskammer Nordrhein-Westfalen. Münster.

Nitsch, H.; Osterburg, B.; Buttlar, C. von; Buttlar, H.-B. von (2008): Aspekte des Gewässerschutzes und der Gewässernutzung beim Anbau von Energiepflanzen: Ergebnisse eines Forschungsvorhabens im Auftrag des Umweltbundesamtes. Johann Heinrich von Thünen Institut, Institut für Ländliche Räume, Ingenieurgesellschaft für Landwirtschaft und Umwelt. Göttingen, Braunschweig (Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie, 03/2008).

Nitsch, Joachim; Krewitt, W.; Nast, M.; Viebahn, Peter; Gärtner, Sven; Pehnt, Martin (2004): Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu), Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie. Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal.

Nusser, Michael; Sheridan, Patrick; Walz, Rainer; Wydra, Sven; Seydel, Philipp (2007): Makroökonomische Effekte von nachwachsenden Rohstoffen. In: *Agrarwirtschaft* 56 (5/6), S. 238–248.

O’Sullivan, M.; Edler, Dietmar; van Mark, Kerstin; Nieder, T.; Lehr, Ulrike (2011): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland im Jahr 2010 - eine erste Abschätzung. DLR, DIW, ZSW, GWS. Stuttgart, Berlin, Osnabrück.

O’Sullivan, M.; Lehr, Ulrike; Edler, Dietmar (2015): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz - Zulieferung für den Monitoring-bericht 2015. DLR, GWS, DIW. Stuttgart, Osnabrück, Berlin.

Oelmann, Mark; Czichy, Christoph; Scheele, Ulrich; Zaun, Sylvia; Dördelmann, Oliver; Harms, Egon et al. (2017): Quantifizierung der landwirtschaftlich verursachten Kosten zur Sicherung der Trinkwasserbereitstellung. Endbericht. Hg. v. Umweltbundesamt. MOcons GmbH & Co. KG; Arbeitsgruppe für regionale Struktur- und Umweltforschung GmbH (ARSU); IWW Zentrum Wasser; OOWV Oldenburgisch-Ostfriesischer Wasserverband; RheinEnergie AG; RWW Rheinisch-Westfälische Wasserwerksgesellschaft mbH. Dessau – Roßlau (Texte, 43/2017).

Osterburg, Bernhard; Kantelhardt, J.; Liebersbach, H.; Matzdorf, B.; Reutter, M.; Röder, Norbert; Schaller, L. (2015): Landwirtschaft: Emissionen reduzieren, Grünlandumbruch vermeiden und Bioenergie umweltfreundlich nutzen. In: Volkmar Hartje, Henry. Wüstemann und Aletta Bonn (Hg.): Naturkapital Deutschland - TEEB DE: Naturkapital und Klimapolitik - Synergien und Konflikte. Berlin, Leipzig, S. 100–123.

Pertagnol, Joachim (2019): Was ist kommunale Wertschöpfung und welchen Beitrag kann Biogas leisten? Konferenzbeitrag zum Thema Biogas in der Kreislaufwirtschaft. Deutsch-französisches Büro für Energiewende. Paris, 04.04.2019.

Peters, Lena; Uhlenhut, Frank; Biernacki, Piotr; Steinigeweg, Sven (2018): Aktueller Stand der Flexibilisierungskonzepte von Biogasanlagen zur Abdeckung der Residuallast. In: *Chemie Ingenieur Technik* 90 (1-2), S. 36–46. DOI: 10.1002/cite.201700101.

Pfluger, Benjamin; Fleiter, Tobias; Kranzl, Lukas; Hartner, Michael; Schade, Wolfgang; Hennecke, Anna et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Modul 10.a: Reduktion der Treibhausgasemissionen Deutschlands um 95 % bis 2050. Grundsätzliche Überlegungen zu Optionen und Hemmnissen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Fraunhofer ISI; consentec; IFEU. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg.

Pieprzyk, B.; Rojas, P.; Kunz, C.; Knebel, A. (2016): Perspektiven Fester, flüssiger und gasförmiger Bioenergieträger. Metaanalyse. Forschungsradar Energiewende. Agentur für erneuerbare Energien.

Pimentel, David; Harvey, C.; Resosudarmo, P.; Sinclair, K.; Kurz, D.; McNair, M. et al. (1995): Environmental and Economic Costs of Soil Erosion and Conservation Benefits. In: *Science* 267 (5201), S. 1117–1123. DOI: 10.1126/science.267.5201.1117.

Plankl, Reiner; Weingarten, Peter; Nieberg, Hiltrud; Zimmer, Yelto; Isermeyer, Folkhard; Krug, Janina; Haxsen, Gerhard (2010): Quantifizierung 'gesellschaftlich gewünschter, nicht marktgängiger Leistungen' der Landwirtschaft. In: *Arbeitsberichte aus der vTI-Agrarökonomie* (01/2010).

Prochnow, A.; Heiermann, M.; Plöchl, M.; Linke, B.; Idler, C.; Amon, T.; Hobbs, P. J. (2009): Bioenergy from permanent grassland – A review: 1. Biogas. In: *Bioresource Technology* 100 (21), S. 4931–4944.

Pusch, Esther (2014): Umweltauswirkungen von Biogasanlagen. Eine Fallstudie zu den spezifischen Wirkfaktoren landwirtschaftlicher Biogasanlagen. 1. Aufl. Hamburg: Diplomica-Verl.

Repenning, Julia; Emele, Lukas; Blanck, Ruth; Böttcher, Hannes; Dehoust, Günter; Förster, Hanna et al. (2015): Klimaschutzszenario 2050. 2. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit. Öko-Institut; Fraunhofer ISI. Berlin.

Resch, G.; Welisch, M.; Liebmann, L.; Breitschopf, B.; Held, A. (2016): A prospective assessment of costs and benefits of renewable energy use in the European Union. In: *Energy & Environment* 27 (1), S. 10–27. DOI: 10.1177/0958305X16638228.

Rippel, R. (2010): Bodenerosion in Bayern. In: Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) (Hg.): Erosionsschutz – Aktuelle Herausforderung für die Landwirtschaft. 8. Kulturlandschaftstag. 8. Kulturlandschaftstag. Freising-Weihenstephan, 23.03.2010. Freising-Weihenstephan, S. 7–18.

Rodi, M.; Gawel, Erik; Purkus, Alexandra; Seeger, A. (2016): Energiebesteuerung und die Förderziele der Energiewende - Der Beitrag von Energie- und Stromsteuern zur Förderung von erneuerbaren Energien, Energieeffizienz und Klimaschutz. In: *Steuer und Wirtschaft* 93 (2), S. 187–199.

Rösch, C.; Skarka, J.; Raab, K.; Stelzer, V. (2009): Energy production from grass-land – Assessing the sustainability of different process chains under German conditions. In: *Biomass and Bioenergy* 33 (4), S. 689–700.

Sandia National Laboratories, Office of Electricity (Hg.) (2019): DOE Global Energy Storage Database. Online verfügbar unter <https://www.energystorageexchange.org>.

Schäfer, Bernhard C. (2019): Pflanzenbauliche Anpassungsstrategien an den Klimawandel. In: Agrartage Rheinhessen 2019. Kurzfassung der Vorträge, S. 33–34.

Scheftelowitz, Mattes; Daniel-Gromke, Jaqueline; Denysenko, V.; Hillebrand, K.; Krautz, A.; Lenz, V. et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Vorhaben IIa: Stromerzeugung aus Biomasse. DBFZ, UFZ, Bosch & Partner, INL, Fraunhofer-IWES. Leipzig.

Scheftelowitz, Mattes; Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, Jaqueline; Stinner, W.; Hillebrand, K.; et al. (2015): Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse). Zwischenbericht Mai 2015. Leipzig. Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi). DBFZ, UFZ, IWES, Bosch & Partner.

Scheftelowitz, Mattes; Thrän, Daniela; Liebetau, Jan; Lenz, Volker; Lauer, Markus; Dotzauer, Martin et al. (2018): Stellungnahme zum EGG 2017. DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH. Leipzig.

Schepers, W. (2018): Neue Vorschriften im Düngerecht – Bedeutung für die landwirtschaftliche Praxis in einer Veredelungs-region aus Sicht einer Düngebehörde. In: KTBL (Hg.): 15. KTBL-Tagung. Darmstadt: Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V., S. 18–26.

Schwarz, Björn (2016): Entwicklung einer hocheffizienten Prozesskette zur Effizienzsteigerung bei der Vergärung von Geflügelmist unter Nutzung modifizierter Strohfraktionen und mit prozessintegrierter Gewinnung marktfähigem Düngers (EFFIGEST). Schlussbericht. Berichtszeitraum: 01.09.2013-29.02.2016. Unter Mitarbeit von TIB - Technische Informationsbibliothek Universitätsbibliothek Hannover, Technische Informationsbibliothek und Fraunhofer-Institut für Kera-mische Technologien und Systeme.

SGD Nord (2017): Konzept zur Verhinderung von Störfällen in Biogasanlagen. Merkblatt: Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord Rheinland Pfalz.

SRU (2015): Stickstoff: Lösungsstrategien für ein drängendes Umweltproblem. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). Berlin (Sondergutachten).

StaBa (2017): Umwelt. Abfallentsorgung. Destatis (Fachserie 19, Reihe 1).

Stachowitz, W. H. (2008): Biogasanlagen Schäden, Unfälle, Gefahrenpotential und deren Vermeidung: Aktuelle Schadensfälle an Biogasanlagen aus der Sicht eines ö.b.u.v. SV. renergie Allgäu e.V. Kempten, 08.01.2008.

Steinfeldt, Michael; Petschow, Ulrich.; Keil, Michael (2002): Ökonomische Bewertung von Systemen zur Verwertung von biologisch-organischen Abfällen. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW). Berlin (Schriftenreihe des IÖW, 164/02).

SwissCentre (2016): Ecoinvent v3.3 for umberto: Swiss centre for life cycle inventories.

Taub, F.; Hermann, A. (2009): Relative Vorzüglichkeit von Mais und Gras unter Berücksichtigung von Klimawandel. Optimierung des Futterwertes von Mais und Maisprodukten. Sonderheft 331, S. 115–126.

Taube, Friedhelm; Schütte, Johan; Kluß, Christof (2013): Auswirkungen der Berücksichtigung von Gärresten auf den Anfall organischer Dünger in einer novellierten Düngeverordnung – dargestellt am Beispiel Schleswig-Holstein. In: *Berichte über Landwirtschaft - Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft* (Sonderheft 219).

Thrän, Daniela; Krautz, A.; Scheffelowitz, Mattes; Lenz, V.; Liebetrau, J.; Daniel-Gromke, Jaqueline et al. (2014): Auswirkungen der gegenwärtig diskutierten Novellierungsvorschläge für das EEG-2014. DBFZ gGmbH. Leipzig.

TLL (2013): Anbautelegramm Durchwachsene Silphie (*Silphium perfoliatum* L.).

top agrar (2013): Gärreste vermarkten: separieren reicht nicht. In: *top agrar* (7), S. 114–118.

Treffkorn, Anette; Jessel, Beate; Szaramowicz, Martin (2007): Kompensationsmaßnahmen und Landwirtschaft. Potenziale für naturschutzorientierte Maßnahmen und Auswirkungen auf Betriebsstrukturen. In: *Naturschutz und Landschaftsplanung* 39 (2), S. 57–64. Online verfügbar unter <https://www.nul-online.de/Magazin/Archiv/Kompensationsmassnahmen-und-Landwirtschaft,QUIEPTEzMTc1MjkmTUIEPTgyMDMw.html>, zuletzt geprüft am 10.10.18.

Trommler, Markus; Dotzauer, Martin; Barchmann, Tino; Matthischke, Steffi; Brosowski, André; Keil, Annette et al. (2016): RegioBalance – Bioenergie-Flexibilisierung als regionale Ausgleichsoption in deutschen Stromverteilernetzen. Endbericht FKZ 03KB087A und 03KB087B. DBFZ gGmbH; e2m.

UBA (2012): Ökonomische Bewertung von Umweltschäden. Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten. Umweltbundesamt (UBA). Dessau-Roßlau.

UBA (2014a): Best-Practice-Kostensätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeherzeugung. Anhang B der „Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten“. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau.

UBA (2014b): Rechtliche und andere Instrumente für vermehrten Umweltschutz in der Landwirtschaft. Dessau –Roßlau: Umweltbundesamt (Texte, 42/2014).

UBA (2014c): Schätzung der Umweltkosten in den Bereichen Energie und Verkehr. Empfehlungen des Umweltbundesamtes. Umweltbundesamt. Dessau-Roßlau (Hintergrund).

UBA (2017): Quantifizierung der landwirtschaftlich verursachten Kosten zur Sicherung der Trinkwasserbereitstellung. Endbericht. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (Texte, 43/2017).

UBA (2019): Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt (Broschüren).

VDI (2014): Emissionsminderung 2014. VDI-Fachtagung mit begleitender Fachausstellung ; Stand, Konzepte, Fortschritte ; Tagung Nürnberg, 20. und 21. Mai 2014. Düsseldorf: VDI-Verl. (VDI-Berichte, 2214).

Vetter, Armin; Arnold, Karin (2010): Klima- und Umwelteffekte von Biomethan. Anlagentechnik und Substratauswahl. Working Paper. Hg. v. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Wuppertal Papers). Online verfügbar unter <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:101:1-20100305205>.

Vogt, Regine; Gärtner, Sven; Münch, Julia; Reinhardt, Guido; Köppen, Susanne (2008): Optimierungen für einen nachhaltigen Ausbau der Biogaserzeugung und -nutzung in Deutsch-

land. Verbundprojekt gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Endbericht mit Materialband. IFEU; IE; FH Wirtschaft Berlin; Öko-Institut; TU Berlin, Peters Umweltplanung. Heidelberg, Leipzig, Berlin, Darmstadt.

Wagener, Frank; Böhmer, Jörg; Heck, Peter (2014): Naturschutz durch Energiepflanzen. In: *Land InForm* (1), S. 48–49. Online verfügbar unter <https://www.landnutzungsstrategie.de/informationen-im-internet-3/>, zuletzt geprüft am 10.10.2018.

Waid, Johanna (2009): Biogasanlage der Stadtwerke Marsberg. Biogasanlage schützt Grundwasser. In: *energie pflanzen* 5/2009.

WBA (2007): Nutzung von Biomasse zur Energiegewinnung – Empfehlungen an die Politik. Wissenschaftlicher Beirat Agrarpolitik beim Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (WBA). Berlin.

Weik, Christian; Billen, Norbert; Stahr, Karl; Blümel, Wolf Dieter (2011): Umweltverträglicher Anbau von Energiepflanzen – Bewertung verschiedener Standorte in Hohenlohe mit Hilfe des EPIC - Modells. Böden verstehen - Böden nutzen - Böden fit machen. Berlin, 03.09.2011.

Wern, Bernhard; Noll, Florian; Müller-Riester, Gerrit; Peters, Wolfgang (2018): Naturschutzfachliche Optimierung der Rohstoffbereitstellung für Biogasanlagen. In: Michael Nelles (Hg.): 12. Rostocker Bioenergieforum. Tagungsband, Bd. 78. 12. Rostocker Bioenergieforum. Rostock, 28.-29.06.2018. Uni Rostock. Rostock (Schriftenreihe Umweltingenieurwesen, 78), S. 333–342, zuletzt geprüft am 01.10.2018.

Wiemer, Klaus; Kern, Michael; Raussen, Thomas (Hg.) (2018): Bioabfall- und stoffspezifische Verwertung. Witzenhausen-Institut für Abfall, Umwelt und Energie; Kasseler Abfall- und Ressourcenforum. 1. Auflage. Witzenhausen: Witzenhausen-Institut für Abfall Umwelt und Energie GmbH (Neues aus Forschung und Praxis / Witzenhausen-Institut).

Yiridoe, E. K.; Gordon, R.; Brown, B. B. (2009): Nonmarket cobenefits and economic feasibility of on-farm biogas energy production. In: *Energy Policy* 37 (3), S. 1170–1179.

Zeddies, G. (2006): Gesamtwirtschaftliche Effekte der Förderung regenerativer Energien, insbesondere der Biomasse – Eine kritische Beurteilung vor dem Hintergrund modelltheoretischer Konzeptionen. In: *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht (ZfU)* (2), S. 183–205.