



DBFZ Report Nr. 12

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

**Janet Witt, Daniela Thrän, Nadja Rensberg, Christiane Hennig,
Karin Naumann, Eric Billig, Philipp Sauter,
Jaqueline Daniel-Gromke, Alexander Krautz (DBFZ)
Christian Weiser, Gerd Reinhold, Torsten Graf (TLL)**

In Kooperation mit:

Projektträger:

Gefördert von:



**Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit**



Anfahrt

... mit dem Zug

Ankunft Leipzig Hauptbahnhof; Straßenbahn Linie 3/3E (Richtung Taucha/Sommerfeld) bis Haltestelle „Bautzner Straße“; Straße überqueren, Parkplatz rechts liegen lassen und geradeaus durch das Eingangstor Nr. 116, nach ca. 100 m links. Der Haupteingang des DBFZ befindet sich nach weiteren 60 m auf der linken Seite.

... mit dem Auto

Über die Autobahn A 14; Abfahrt Leipzig Nord-Ost, Taucha; Richtung Leipzig; Richtung Zentrum, Innenstadt; nach Jet Tankstelle links einfahren (siehe „... mit dem Zug“).

... mit der Straßenbahn

Linie 3/3E Richtung Taucha/Sommerfeld bis zur Haltestelle „Bautzner Straße“ (siehe „... mit dem Zug“).

Autoren des Berichts

DBFZ

Janet Witt
Prof. Dr. Daniela Thrän
Nadja Rensberg
Christiane Hennig
Karin Naumann
Eric Billig
Philipp Sauter
Jaqueline Daniel-Gromke
Alexander Krautz

TLL

Christian Weiser
Dr. Gerd Reinhold
Torsten Graf

Impressum

Herausgeber

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH, Leipzig, mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Kontakt

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH
Torgauer Straße 116
D-04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434 - 112
Fax: +49 (0)341-2434 - 133
info@dbfz.de
www.dbfz.de

Geschäftsführung

Prof. Dr. mont. Michael Nelles
(wissenschaftlicher Geschäftsführer)
Daniel Mayer
(administrativer Geschäftsführer)

DBFZ Report Nr. 12

ISSN: 2190-7943

Bilder: Deutsches Biomasseforschungszentrum (DBFZ),
Fotolia, Pixelio

Druck: Fischer Druck

DBFZ, Leipzig 2012

© Copyright: Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieser Broschüre darf ohne die schriftliche Genehmigung des Herausgebers vervielfältigt oder verbreitet werden. Unter dieses Verbot fällt insbesondere auch die gewerbliche Vervielfältigung per Kopie, die Aufnahme in elektronische Datenbanken und die Vervielfältigung auf CD-ROM.

Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse

Kurztitel: Stromerzeugung aus Biomasse

(FZK: 03MAP138)

Endbericht zur EEG-Periode 2009 bis 2011

März 2012

In Kooperation mit: Thüringer
Landesanstalt für Landwirtschaft



Zuwendungsgeber **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)**
Referat KI III 2

Projektträger 11055 Berlin
Projektträger Jülich (PtJ)
Forschungszentrum Jülich GmbH
Geschäftsbereich Umwelt (UMW)
Zimmerstraße 26-27
10969 Berlin

Ansprechpartner: **DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
E-Mail: info@dbfz.de
Internet: www.dbfz.de

Kooperationspartner: **Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft (TLL)**
Naumburger Straße 98
07743 Jena

Tel.: +49-3641-683-0
Fax: +49-3641-683-390
E-Mail: postmaster@tll.thueringen.de
Internet: www.tll.de

Projektleitung: **DBFZ** **TLL**
Janet Witt

Autoren des Berichtes: Prof. Dr. Daniela Thrän
Nadja Rensberg Christian Weiser
Christiane Hennig Dr. Gerd Reinhold
Karin Naumann Torsten Graf
Eric Billig
Philipp Sauter
Jaqueline Daniel-Gromke
Alexander Krautz

Kontaktadresse: biomassenutzung@dbfz.de

Erstelldatum: 30.03.2012

Projektnummer DBFZ: 3330002

Inhalt

Inhalt	II
Abkürzungsverzeichnis.....	IV
1 Einleitung.....	1
2 Anlagen zur Nutzung fester Bioenergieträger.....	3
2.1 Stand der Nutzung.....	3
2.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes.....	3
2.1.2 Regionale Verteilung.....	6
2.1.3 Anwendungsbereiche, Betreiber- und Organisationsstruktur.....	11
2.2 Strom- und Wärmeerzeugung.....	13
2.3 Technologien und Verfahren.....	14
2.4 Biomasseeinsatz.....	17
2.4.1 Eingesetzte Stoffströme.....	17
2.4.2 Markt- und Preisentwicklung.....	20
2.5 Thermochemische Vergasung.....	23
2.5.1 Entwicklung des Anlagenbestandes.....	24
2.5.2 Regionale Verteilung.....	25
2.5.3 Anwendungsbereiche und Betreiber.....	26
2.5.4 Strom- und Wärmeerzeugung.....	27
2.5.5 Technologien und Verfahren.....	27
2.5.6 Ausblick.....	28
2.6 Papier- und Zellstoffindustrie.....	28
2.7 Zusammenfassung Berichtsperiode 2009-2011.....	29
3 Anlagen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger.....	32
3.1 Stand der Nutzung.....	32
3.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes.....	32
3.1.2 Regionale Verteilung.....	34
3.2 Betreiberbefragung Biogas.....	41
3.2.1 Vorgehensweise und Statistik.....	41
3.2.2 Rücklauf der Befragung.....	43
3.2.3 Repräsentativität der Befragung.....	45
3.2.4 Ergebnisse – Genehmigung und Vergütung der Biogasanlagen.....	47
3.3 Strom- und Wärmeerzeugung.....	54
3.3.1 Stromerzeugung.....	55
3.3.2 Wärmeerzeugung.....	59
3.4 Technologien und Verfahren.....	66
3.4.1 Ausgewählte Parameter – Ergebnisse der Betreiberbefragung.....	66
3.4.2 Biogasaufbereitung und -einspeisung.....	72
3.4.3 Leistungsminderung und Ausfallzeiten.....	75
3.4.4 Maßnahmen der Anlagenerweiterung.....	76
3.5 Biomasseeinsatz.....	78
3.6 Zusammenfassung Berichtsperiode 2009-2011.....	83

4 Anlagen zur Nutzung flüssiger Bioenergieträger	89
4.1 Stand der Nutzung	89
4.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes	89
4.1.2 Regionale Verteilung.....	93
4.2 Strom- und Wärmeerzeugung	95
4.3 Rahmenbedingungen	96
4.4 Biomasseeinsatz	96
4.5 Nachhaltigkeitszertifizierung	98
4.6 Zusammenfassung Berichtsperiode 2009-2011	99
5 Zusammenfassung.....	100
Abbildungsverzeichnis	106
Tabellenverzeichnis	109
Literaturverzeichnis.....	111

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
AH	Altholz
BAV	Bundesverbands für Altholzaufbereiter und –verwerter
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundes-Immissionsschutzverordnung
BiomasseV	Biomasseverordnung
BL	Bundesland
BLE	Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung
DWW	Druckwasserwäsche
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EG	Europäische Gemeinschaft
EPF	European Panel Federation
EUWID	Europäischer Wirtschaftsdienst
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations
FEE e.V.	Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V.
GG	Grundgesamtheit
GPS	Ganzpflanzensilage
HHS	Holzhackschnitzel
ISCC	International Sustainability & Carbon Certification
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LF	Landwirtschaftlich genutzte Fläche
LPH	Landschaftspflegeholz
LPM	Landschaftspflegematerial
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
nREAP	national Renewable Energy Action Plan
NRW	Nordrhein-Westfalen
ORC	Organic Rankine Cycle
PÖ	Palmöl
PSA	Pressure Swing Adsorption
RME	Rapsmethylester

RÖ	Rapsöl
TA	Technische Anleitung
UFOP e.V.	Union zur Förderung von Oel- und Proteinpflanzen e.V.
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VHI	Verband der deutschen Holzwerkstoffindustrie
WRH	Waldrestholz

1 Einleitung

In den energie- und umweltpolitischen Diskussionen in Deutschland gewinnt die Energiebereitstellung aus regenerativen Energien im Allgemeinen und aus Biomasse im Besonderen zunehmend an Bedeutung. Erneuerbare Energien decken heute bereits etwa 12,2 % des Endenergieverbrauchs in Deutschland. Etwa 70 % davon entfällt auf Biomasse (AGEE-STAT, 2012). Bis 2020 soll der Anteil erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch in Deutschland auf 18 % steigen. Dieses nationale Ziel ist sowohl im Integrierten Energie- und Klimaprogramm der Bundesregierung als auch im nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energien (nREAP), der auf der verbindlichen Zielsetzung im Rahmen der EU-Richtlinie Erneuerbare Energien (2009/28/EG) beruht, verankert. Die Erreichung dieses Ziels ist der deutsche Beitrag zur Steigerung des Endenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien in der Europäischen Union bis 2020 auf mindestens 20 %. Zur Erfüllung dieser Zielsetzung wird Biomasse als erneuerbarer Energieträger eine tragende Rolle spielen, da aufgrund bestehender Technologien und Nutzungspfade im Bereich der Bioenergie eine Erhöhung der Energiebereitstellung kurz- und mittelfristig realisierbar ist. Daher ist es zunehmend wichtig, Einsatzmöglichkeiten der Biomassenutzung zu prüfen und den effizienten Einsatz von Biomasse als Energieressource bei der Strom-, Wärme- und Kraftstoffbereitstellung weiter zu untersuchen und zu entwickeln.

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stellt seit dem Jahr 2000 in Deutschland ein maßgebliches Instrument zur Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung dar. Mit der Novellierung 2004 und der Neufassung 2009 konnte der Anteil regenerativer Energien am Stromverbrauch signifikant gesteigert werden und lag Ende 2011 bei etwa 20 % (AGEE-STAT, 2012). Dabei konnte die Biomasse¹ einen Anteil von 28,9 % am Stromverbrauch aus erneuerbaren Energien leisten. Die jüngste Novellierung des EEG trat am 1. Januar 2012 in Kraft und führt zu wesentlichen Änderungen im Rahmen der Förderung von Biomasse zur Stromerzeugung.

Das Ziel des EEG ist die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf mindestens 30 % (§1 Abs.2 Satz 1 EEG 2009) bzw. in der novellierten Fassung 2012 auf mindestens 35 % (§1 Abs.2 Satz 1 EEG 2012). Der Geltungsbereich des EEG hinsichtlich der für eine EEG-Vergütung zulässigen Einsatzstoffe ist in der Biomasseverordnung (BiomasseV) geregelt. Hinsichtlich des Einsatzes von Bioenergieträgern zur Stromerzeugung werden im Rahmen des EEG 2009 besonders effiziente Technologien (z. B. KWK-Anlagen, Biogaseinspeisung) sowie die Nutzung nachwachsender Rohstoffe, wie z. B. der Einsatz von Gülle in dezentralen Biogaskleinanlagen, gefördert. Die Höhe der Vergütung wird damit im EEG 2009 wesentlich beeinflusst von der eingespeisten Strommenge aus Bioenergieanlagen in Abhängigkeit von der Anlagenleistung, den eingesetzten Brennstoffen / Substraten, der verwendeten Technologie, dem Anteil der Stromproduktion in Kraft-Wärme-Kopplung sowie dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Biomasseanlage. Sie besteht aus einer Grundvergütung und unterschiedlichen Boni bzw. Vergütungserhöhung, die zusätzlich gewährt werden können.

Das Forschungsvorhaben „Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse“ untersucht und dokumentiert die Effekte des EEG 2009 auf die Entwicklung des Marktes für den Zeitraum 2009-2011. Ähnlich wie die Vorläuferprojekte (IE

¹ Feste und flüssige Biomasse, Biogas, biogener Anteil des Abfalls

GGMBH, 2007), (IE GGMBH, 2008) ist die Zielstellung des aktuellen Vorhabens, Fragestellungen hinsichtlich der Wirkung des neuen Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse fortführend zu analysieren und zu bewerten.

In dem hier vorliegenden Endbericht werden die Marktentwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse für die Berichtsperiode 2009-2011 zum EEG 2009 zusammenfassend dargestellt und folgende einzelne Fragestellungen betrachtet:

- Wie hat sich die Struktur des Bioenergieanlagenbestandes (feste Biomasse, Biogas, Pflanzenöl, u. a. bezüglich der Anlagenanzahl, installierten elektrischen Leistung, Einsatzstoffe) bis Ende des Jahres 2011 abgezeichnet und wie ist die Entwicklung des Bioenergieanlagenbestandes bis Ende 2012 einzuschätzen?
- Welchen Einfluss hat das EEG 2009 insgesamt auf den Bioenergieanlagenbestand (feste Biomasse, Biogas, Pflanzenöl) in Deutschland und wie ist dieser zu bewerten?
- Wie hat sich die Nutzung der thermochemischen Vergasung von Holz zur Strom- und Wärmeerzeugung entwickelt? (in Kooperation mit der FEE e.V.)
- Wie stellen sich der Bestand und die Struktur von Bioabfallvergärungsanlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung dar?
- Wie haben sich Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen hinsichtlich der Anlagenzahl und der Aufbereitungskapazität entwickelt?

2 Anlagen zur Nutzung fester Bioenergieträger

2.1 Stand der Nutzung

Der hier beschriebene Entwicklungsstand der Nutzung biogener Festbrennstoffe in Anlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung basiert auf einer Datenbank, die durch langjährige Befragungen und Auskünfte von Anlagenbetreibern, -herstellern und -planern sowie zusätzlichen Informationen von Umwelt- und Regulierungsbehörden, Angaben aus Konferenzen, Fachzeitschriften und anderen veröffentlichten Dokumenten, Artikeln, usw. erstellt wurde. Die Datenbank der Biomasse(heiz)kraftwerke enthält Einträge über Anlagen in Betrieb, Genehmigung, Bau und Planung, als auch realisierte und umgerüstete Standorte von Biomasse(heiz)kraftwerken. Zusätzlich wird die Entwicklung des Anlagenparks zur thermochemischen Vergasung beobachtet. Nach den Standorten dieser Festbrennstoffanlagen wurde in den letzten Jahren gesondert recherchiert, da sie eine große Dynamik in der Anlagenentwicklung aufweisen. Neben den „klassischen“ Biomasse(heiz)kraftwerken und den thermochemischen Vergasungsanlagen kommen Anlagen in der Papier- und Zellstoffindustrie hinzu, die ebenfalls ein Anrecht auf Vergütung des eingespeisten Stroms nach dem EEG haben.

Eine über das ganze Jahr kontinuierliche Aktualisierung der Datensätze ergibt sich durch die Nutzung o. g. Veröffentlichungen und Befragungen. Zur weiteren Schließung von Datenlücken hat sich zudem der Abgleich mit Erhebungen verschiedener Institutionen und Verbände bewährt. Aufgrund der äußerst dynamischen Entwicklung des Bioenergieanlagenmarktes in den letzten Jahren, kann eine vollständige Erhebung nicht garantiert werden. Der Datenabgleich mit öffentlich zugänglichen Studien und Quellen anderer Institutionen und Behörden lässt jedoch vermuten, dass die DBFZ- Datenbank der Biomasse-HKW inzwischen eine der umfassendsten Datenbankbestände in Deutschland darstellt. Dennoch können Unschärfen in der Datenbankauswertung nicht ausgeschlossen werden, beispielsweise hervorgerufen durch nicht bekannte oder veröffentlichte Anlagenumrüstungen, Weiterhin sind teilweise Brennstoffmodifikationen (z. B. vermehrter Einsatz von NawaRo in A I-II-Kraftwerken), Verzögerungen von Inbetriebnahmen, Baumaßnahmen, Genehmigungsverfahren usw., möglich. Somit stellen alle nachfolgenden Angaben den derzeitigen Stand des Wissens dar.

In den nachfolgenden Erläuterungen werden die Anlagen zur thermochemischen Vergasung fester Biomasse und die Anlagen in der Papier- und Zellstoffindustrie separat betrachtet und ausgewertet (siehe Kapitel 2.5 und 2.6).

Biogene Festbrennstoffe werden außer in Mono-Verbrennungsanlagen auch zur Substitution von fossilen Brennstoffen oder als additiver Brennstoff in Anlagen, die Ersatzbrennstoffe oder Abfall verbrennen, eingesetzt. Diese (Heiz-)Kraftwerke werden nachfolgend nicht mit berücksichtigt, da der in vergleichbaren Anlagen erzeugte Strom derzeit keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung hat.

2.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Der aktuelle Anlagenbestand aller in Betrieb befindlichen, für eine Vergütung nach EEG in Frage kommenden Biomasse(heiz)kraftwerke ist in Abb. 2-1 dargestellt. Darin nicht enthalten sind Anlagen der thermochemischen Vergasung, Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie sowie Kleinst-KWK-Anlagen. Sofern nicht extra ausgewiesen beziehen sich **alle folgenden Auswertungen nur auf Biomasse(heiz)kraftwerke** ohne Vergasungsanlagen.

Nach derzeitigem Kenntnisstand sind zum Ende 2011 ca. 260 Biomasse(heiz)kraftwerke mit einer elektrischen Leistung von rund 1 260 MW_{el} in Betrieb. Damit hat sich seit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 die Zahl der Biomasse(heiz)kraftwerke mehr als verfünffacht. Im gleichen Zeitraum ist dabei die Höhe der installierten elektrischen Leistung um mehr als das Zehnfache angestiegen.

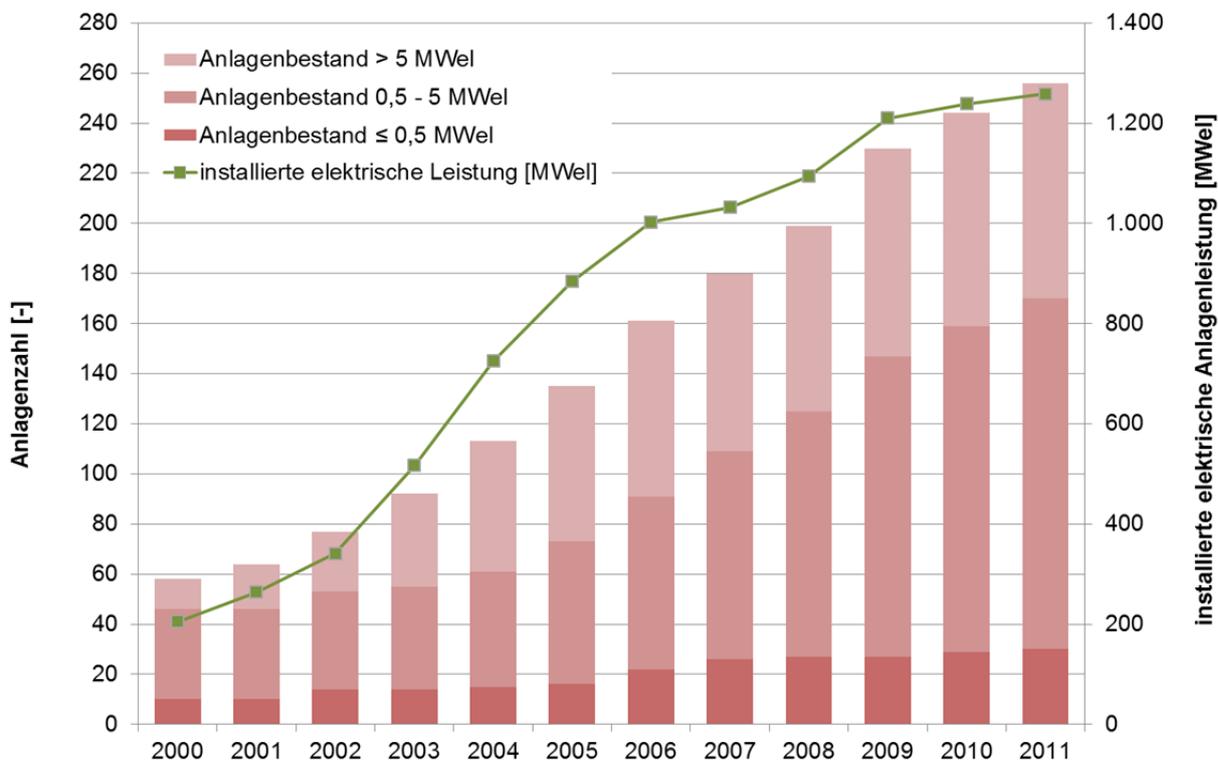


Abb. 2-1: Anlagenbestand & installierte elektrische Leistung der in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke (Stand Ende 2011 – ohne Vergasungsanlagen, Papier-/Zellstoffindustrie und Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{el})

Während das Jahr 2009 einen erheblichen Zuwachs an Anlagen verzeichnete, stagnierte diese Entwicklung in den darauffolgenden Jahren merklich. Es sind derzeit nur 13 Biomasse(heiz)kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 30 MW_{el} bekannt, die im Jahr 2011 in Betrieb gegangen sind. Beginn 2011 wurde eine Anlage mit einer Leistung von 10 MW_{el} aufgrund von wiederholt auftretenden emissionsrechtlichen Problemen stillgelegt und demontiert (BIOLY, 2011). Für das Jahr 2012 wird eine höhere Anzahl von Neuanlagen prognostiziert. Nach derzeitigem Kenntnisstand befinden sich etwas mehr als 20 Biomasse(heiz)kraftwerke in Bau, Genehmigung oder Planung für das Jahr 2012. Die elektrische Leistung dieser Anlagen liegt bei insgesamt ca. 80 MW_{el}. Diese Zahlen sind als erste Abschätzungen zu betrachten. Sie werden sich in Abhängigkeit der Brennstoffmarktsituation, der Finanzierungs-, Versorgungs- und Wärmekonzepte sowie der politischen Entwicklungen in der nächsten Zeit erneut anpassen. Für 2012 kann nach jetzigem Kenntnisstand demnach von einem Anstieg der Zubaurate ausgegangen werden. Es bleibt abzuwarten, wie sich das neue EEG 2012 auf diese Anlagen auswirkt. Die Rekordzahlen von 2009 werden aller Voraussicht nach nicht erreicht werden. Dafür hat sich vor allem in den letzten zwei Jahren die Situation auf dem Brennstoffmarkt zu sehr zugespitzt. Wie sich dieser Markt in Zukunft bewegen wird und welche Auswirkungen das auf die derzeitigen Planungen hat, bleibt abzuwarten.

Die Inbetriebnahmezeitpunkte der 2011er Anlagen lagen schwerpunktmäßig, mit rund der Hälfte der Anlagen, im letzten Quartal des Jahres. Der Anlagenzubau 2011 liegt zahlenmäßig gering unter, die Gesamtleistung hingegen etwas über den Werten des Vorjahres. Die durchschnittliche installierte Leistung des Anlagenzubaus im Vergleich zum Vorjahr erhöhte sich in 2011 auf 2,3 MW_{el} (2010: 1,8 MW_{el}). Damit blieb die durchschnittliche installierte elektrische Leistung des Anlagenbestandes in 2011 ungefähr auf dem Niveau vom Vorjahr bei rund 5,0 MW_{el}. Aufgrund gesättigter Märkte, steigender Brennstoffpreise und der vorgegebenen Rahmenbedingungen des EEG konzentriert sich die Bestandsentwicklung auf Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich. Von den zugebauten Anlagen in 2011 sind vier Anlagen im Leistungsbereich kleiner 1 MW_{el} (insgesamt ca. 2,4 MW_{el}), die übrigen neun Anlagen in dem Leistungsbereich zwischen 1 und 10 MW_{el} (ca. 28 MW_{el}) einzuordnen.

Die ausschließliche Stromerzeugung aus fester Biomasse ohne parallele Wärmenutzung ist für den wirtschaftlichen Betrieb einer Anlage nicht zweckmäßig. Aufgrund z. T. stark angestiegener Brennstoffkosten ermöglichen die reinen EEG-Erlöse keinen kostendeckenden Betrieb mehr. Daher setzt sich die Entwicklung der letzten Jahre fort, dass Anlagenplaner v. a. den kleinen und mittleren Leistungsbereich anvisieren und durch den Einsatz von speziell geförderten Technologien, einer hohen Wärmeauskopplung und der Nutzung von 100 % Wald(rest)holz oder Landschaftspflegeholz (NawaRo-Bonus-fähiges Material) einen möglichst wirtschaftlichen Anlagenbetrieb gewährleisten möchten.

Abb. 2-2 zeigt, dass mittlerweile über 53 % der installierten Leistung durch rund 16 % der Anlagen des Leistungsbereiches > 10 MW_{el} (40 Anlagen) bereitgestellt wird. Dagegen stellen Anlagen im Leistungsbereich > 1-5 MW_{el} bei 37,1 % der Anlagenzahl nur rund 18 % der Anlagenleistung. Im Leistungsbereich < 0,15 MW_{el} gibt es nach derzeitiger Einschätzung keine Stromerzeugungstechnologien, die sich am Markt im größeren Umfang etablieren konnten, mit Ausnahme der thermochemischen Vergasung. Trotz möglicher Anreize durch den Technologie-Bonus und höherer Grundvergütung des EEG hat diese Größenklasse nur einen geringen Anteil an der Anlagenzahl bzw. einen nicht nennenswerten Anteil an der Stromerzeugung.

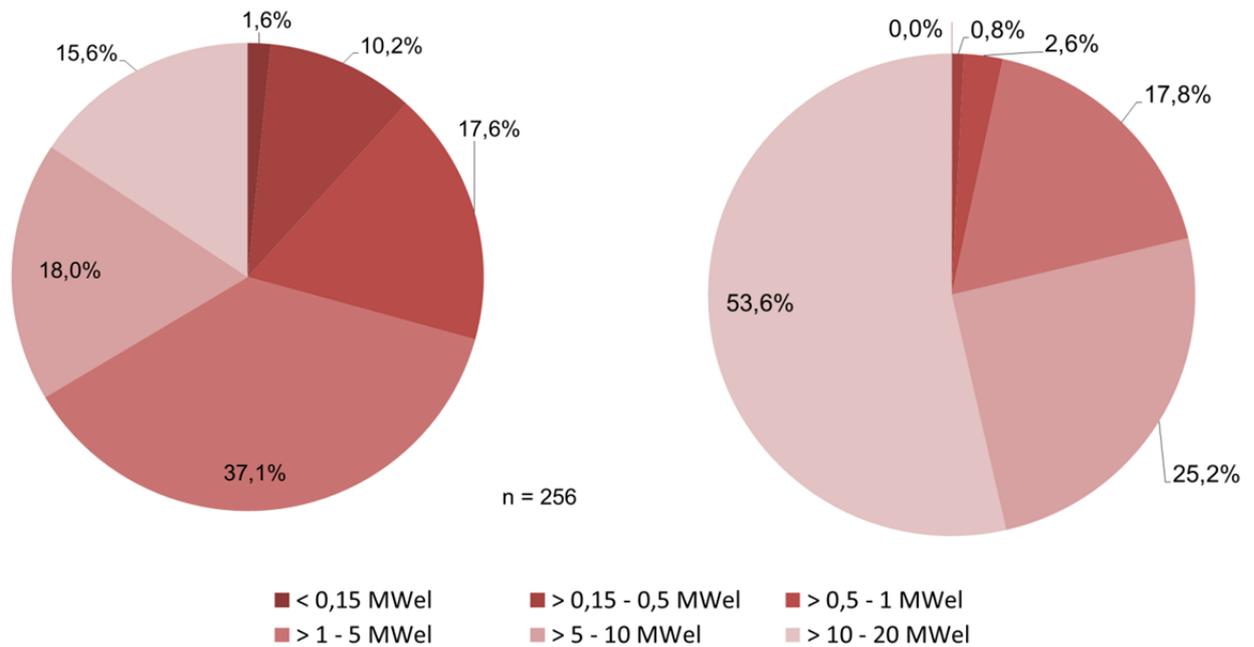


Abb. 2-2: Aufteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenanzahl (links) und Anlagenleistung (rechts)

2.1.2 Regionale Verteilung

Die regionale Verteilung der hier betrachteten Anlagen in Deutschland wird in der folgenden Tabelle und den Abbildungen dargestellt.

Tab. 2-1: Regionale Verteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke, Stand Ende 2011

Bundesland	Anlagenanzahl		installierte elektrische Leistung		durchschnittlich install. elektrische Leistung	
	in Betrieb [-]	Zubau 2011 [-]	in Betrieb* [MW _{el}]	Zubau 2011 [MW _{el}]	in Betrieb [MW _{el}]	Zubau 2011 [MW _{el}]
Baden-Württemberg	39	3	144	5,5	3,7	1,8
Bayern	62	5	196	12,6	3,2	2,5
Berlin	1	-	20	-	20,0	-
Brandenburg	21	-	163	-	7,8	-
Bremen	0	-	0	-	-	-
Hamburg	2	-	22	-	10,9	-
Hessen	15	2	71	6,1	4,7	3
Mecklenburg-Vorpommern	8	-	52	-	6,5	-
Niedersachsen	15	1	121	0,6	8,1	0,6
Nordrhein-Westfalen	29	1	190	3,5	6,5	3,5
Rheinland-Pfalz	18	-	69	-	3,9	-
Saarland	2	-	4	-	2,1	-
Sachsen	15	1	89	2,0	5,9	2
Sachsen-Anhalt	11	-	39	-	3,6	-
Schleswig-Holstein	5	-	11	-	2,3	-
Thüringen	13	-	69	-	5,3	-
Gesamt	256	13	1 260	30,3	4,9	2,3

*gerundete Werte

Der Schwerpunkt der installierten elektrischen Anlagenleistung liegt weiterhin in Bayern (15,6 %), gefolgt von Nordrhein-Westfalen (15,0 %). Brandenburg liegt mit 12,9 % erneut vor Baden-Württemberg (11,4 %), allerdings hat sich der Abstand verringert. Bei der Anzahl der in Betrieb befindlichen Anlagen ist Bayern mit 24,2 % Spitzenreiter, gefolgt von Baden-Württemberg (15,2 %) und Nordrhein-Westfalen (11,3 %). Die in Relation zur Anlagenzahl höhere Gesamtleistung in Nordrhein-Westfalen gegenüber Baden-Württemberg ist auf die vergleichsweise große Anzahl an Anlagen im höheren Leistungsbereich zurückzuführen.

Der Anlagenzubau liegt in etwa auf Vorjahresniveau. Es sind 13 Anlagen mit rund 30 MW_{el} bekannt, die im Jahr 2011 zugebaut wurden. Der Zubau (Anlagenzahl) liegt in Bayern bei 5, in Baden-Württemberg bei 3 und in Hessen bei 2 Anlagen gefolgt von Sachsen, Niedersachsen und NRW mit je einer Anlage. Bezüglich der zugebauten Leistung ergibt sich eine andere Reihenfolge. Hier beginnt Bayern

(12,6 MW_{el}), gefolgt von Hessen (6,1 MW_{el}) und Baden-Württemberg (5,5 MW_{el}), NRW (3,5 MW_{el}), Sachsen (2 MW_{el}) und Niedersachsen (0,6 MW_{el}). In den übrigen Bundesländern fand kein Anlagenzubau statt. Abb. 2-3 verdeutlicht diesen Sachverhalt.

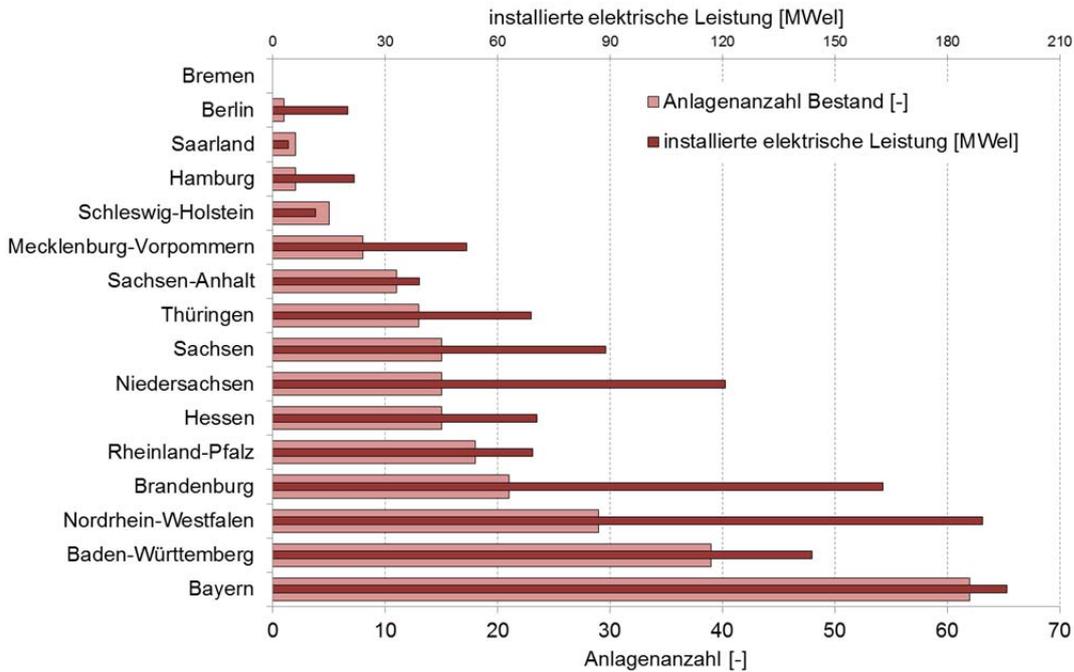


Abb. 2-3: Regionale Verteilung von Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung

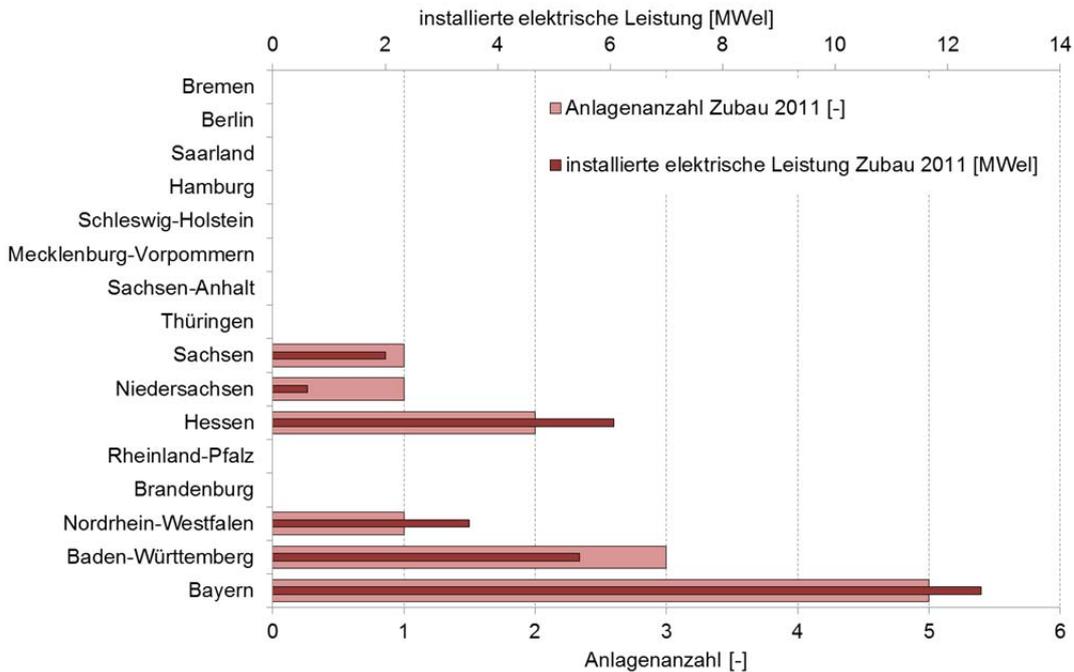


Abb. 2-4: Regionale Verteilung von Anlagenzubau und installierte elektrische Leistung für das Jahr 2011

In den Stadtstaaten Berlin und Hamburg ist weiterhin der Bau mehrerer Biomasse(heiz)kraftwerke geplant. In Berlin sollen bis 2019 am Standort des schon bestehenden Braunkohlekraftwerkes Klingenberg zwei Heizkraftwerksblöcke mit je 20 MW_{el} entstehen. Geplant ist, dass sie ausschließlich mit naturbelassenem Holz befeuert werden, das sowohl aus regionalen, überregionalen und auch internationalen Quellen stammt. Zudem soll die Wärmeversorgung des Berliner Märkischen Viertels auf naturbelassenes Holz umgestellt werden, eine weitere Anlage ist in Hamburg-Altona genehmigt (jeweils rund 5 MW_{el}) (VATTENFALL EUROPE AG, 2011). Durch den enormen Brennstoffbedarf, der nach Aussage von Forstvertretern nicht aus dem Berliner Umland gedeckt werden kann und der Tatsache, dass der Energieversorger den Brennstoff aus vormaligen Plantagen in Afrika beziehen will, kamen die Großprojekte in 2010 immer wieder in die Schlagzeilen. Solche Projekte bilden derzeit aber die Ausnahme. Die durchschnittlichen installierten elektrischen Leistungen werden sich nach derzeitigem Stand auch in Zukunft in den bisherigen Größenordnungen bewegen. Es sind keine weiteren Anlagen in Bau oder Planung, die den Leistungsbereich 10 MW_{el} übersteigen, bekannt.

Abb. 2-5 zeigt die Verteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland, aufgeteilt nach Leistungsbereich und Brennstoffeinsatz. Die Brennstofffraktion „Altholz“ beinhaltet hier sämtliche Altholzklassen von A I bis A IV. Die Fraktion Gemischtholz bezieht sich auf Anlagen, die neben Altholzsortimenten aller Klassen auch naturbelassene Hölzer (z. B. Waldrestholz, Landschaftspflegehölzer (LPH)) einsetzen. Die Bezeichnung „Wald + LPH“ bezieht sich auf Biomasse(heiz)kraftwerke, die ausschließlich naturbelassene Hölzer nutzen. Erstmals sind hier auch die Standorte der thermochemischen Vergasungsanlagen dargestellt. Da diese Anlagen im Durchschnitt über eine sehr viel geringere Leistung als die restlichen Biomasse(heiz)kraftwerke verfügen und somit eine geringe Öffentlichkeitswirksamkeit haben, sind nicht zu allen thermochemischen Vergasungsanlagen Standortinformationen bekannt. Die nachfolgende Karte bildet etwas mehr als 50 % der sich in Betrieb befindenden Anlagen ab.

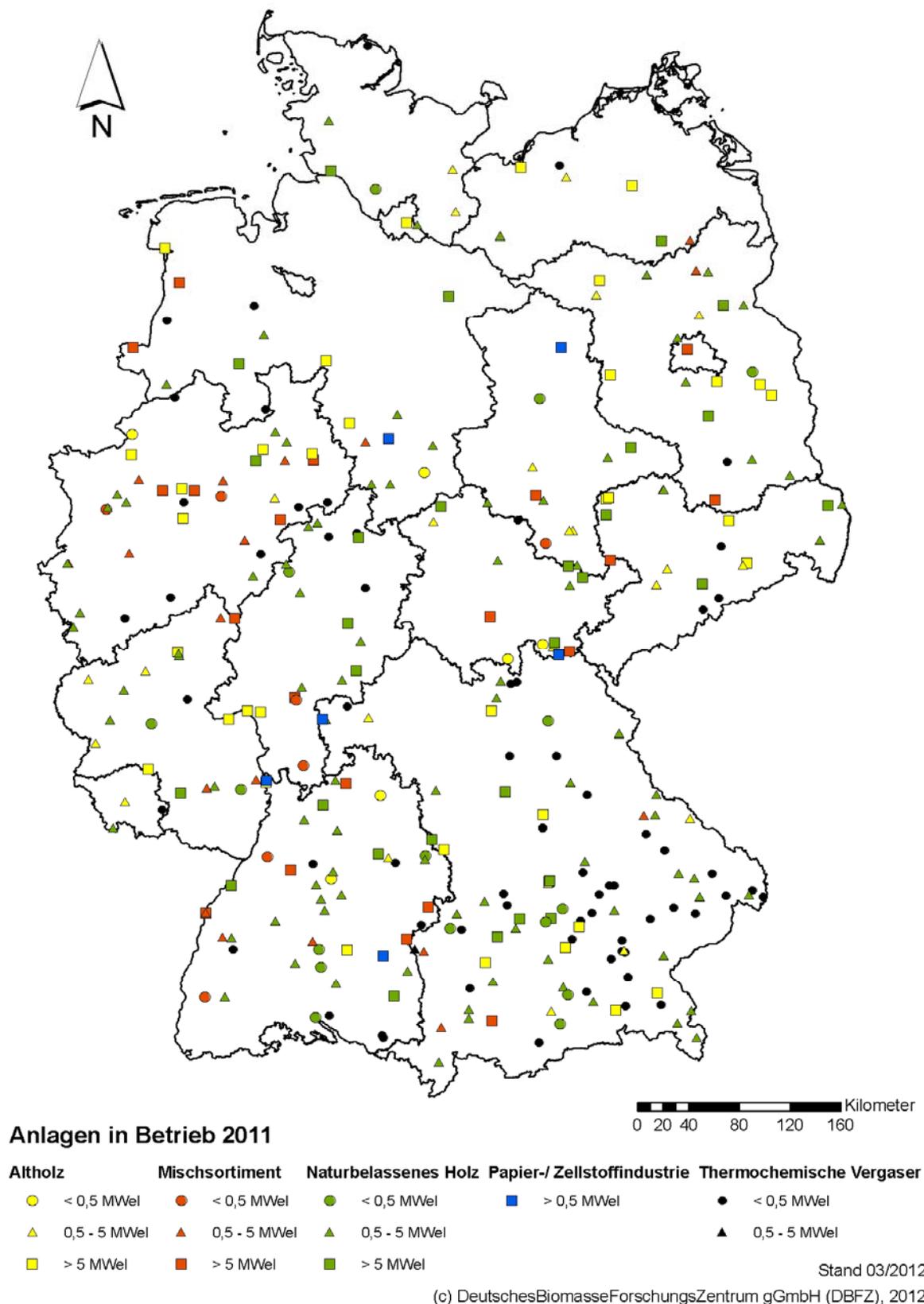


Abb. 2-5: Standort, Leistungs- und Brennstoffklasse der Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland sowie Anlagen zur thermochemischen Vergasung (soweit Standortdaten verfügbar), ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kWel

2.1.3 Anwendungsbereiche, Betreiber- und Organisationsstruktur

Angaben zur Betreiberstruktur der in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke können für rund 70 % der Anlagen gemacht werden (n=184, siehe Abb. 2-6). Der Großteil dieser Anlagen (44 % der 184 Anlagen bzw. 42 % der installierten elektrischen Leistung) wird durch Unternehmen der Holzbe- und verarbeitenden Industrie betrieben. Zur holzbearbeitenden Industrie zählen dabei Säge/ Hobelwerke sowie Holzwerkstoffhersteller, zur Holzverarbeitenden Industrie beispielsweise Hersteller von Möbeln, Holzpackmitteln, der Holzfertigbau und die sonstige Holzverarbeitung. Anlagenbetreiber von Pelletproduktionen mit eigenem Holzheizkraftwerk werden im Rahmen dieser Auswertung ebenfalls der Kategorie der Holzverarbeitung zugeordnet. In der Holzindustrie fallen je nach Betrieb eine Vielzahl von Reststoffen an, die zur betriebseigenen Energiegewinnung genutzt werden können. Solche Betriebe eignen sich aufgrund ihres hohen, ganzjährigen Wärmebedarfes für die (Schnitt)Holztrocknung und andere Anwendungsbereiche, für Prozesswärme und Beheizung in Form von Warmwasser oder Dampf, sehr gut für die Energieversorgung durch innerbetrieblich anfallende Reststoffe.

Am 24.11.2010 hat die EEG-Clearingstelle in einem Votumverfahren entschieden, dass für Strom, der unter Einsatz von Holzrinde gewonnen wird, unabhängig von der Herkunft der Rinde mit dem Bonus für nachwachsende Rohstoffe (NawaRo-Bonus) vergütet werden muss (CLEARINGSTELLE EEG, 2010). Der Begriff „Rinde“ wurde im EEG 2009 nicht zweifelsfrei definiert, was dazu führte, dass das Anrecht auf diesen Bonus teilweise nur dann gewährt wurde, wenn die Rinde bei der Durchforstung oder der Stammholzernte in forstwirtschaftlichen Betrieben angefallen ist. Dadurch kam es für die Holzbetriebe, die Rinde aus der eigenen Verarbeitung im betriebseigenen Heizkraftwerk nutzen, zur Rechtsunsicherheit. Die Entscheidung der Clearingstelle wurde im Holzbe- und -verarbeitenden Gewerbe einhellig begrüßt (BEE E.V., 2011).

Die Pelletproduktion wird weiterhin von Unternehmen der Holzindustrie als zusätzlicher Betriebszweig etabliert bzw. auch von neuen Investoren entdeckt. Dennoch befindet sich dieses Segment derzeit in einer Konsolidierungsphase. Nach einem regelrechten Bau-Boom in 2008 und 2009 mussten in den vergangenen Jahren im deutschsprachigen Raum sechs größere Pellethersteller Antrag auf Insolvenz stellen, weitere fünf Hersteller wurden von Wettbewerbern übernommen (EUWID NEUE ENERGIEN, 2011c). Als Hauptursache für diese Entwicklung wird von den Marktakteuren der anhaltende Preisanstieg bei den Rohstoffen der Pelletproduktion (Sägespäne, höherwertige Industrieholzsortimente) und demgegenüber die sich kaum verändernden Verkaufspreise für Holzpellets aufgeführt. Diese Entwicklung ist nicht zuletzt eine Folge der in den letzten Jahren in Mitteleuropa aufgebauten Überkapazität der Pelletproduktion (KOOP, 2011a).

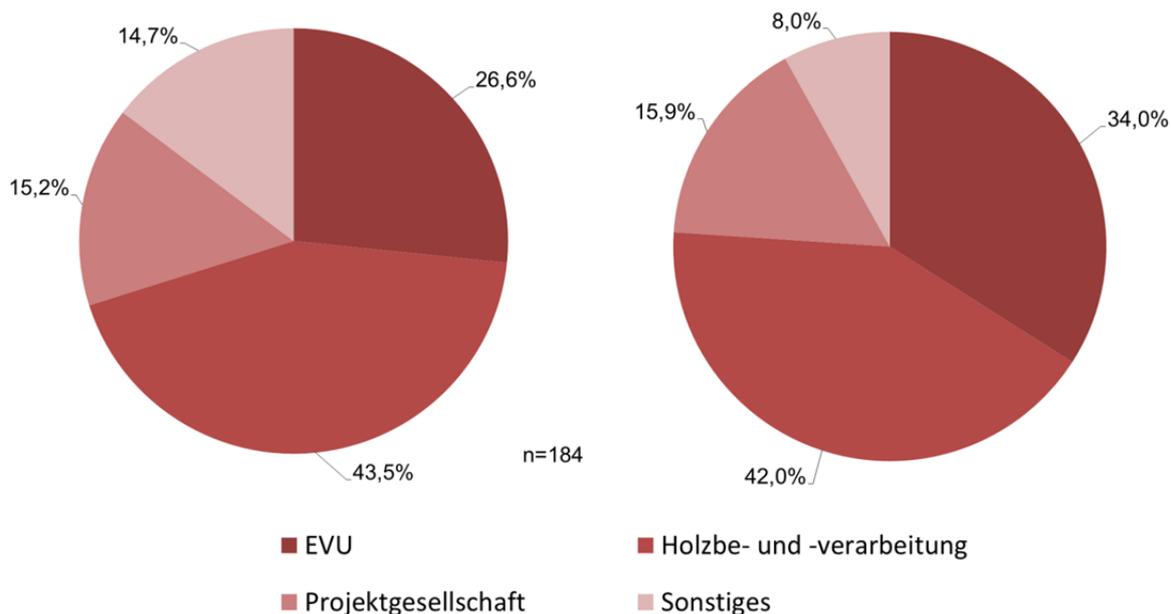


Abb. 2-6: Betreiberformen der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und installierte elektrische Leistung (rechts)

Der zweitgrößte Betreiberbereich wird durch Energieversorgungsunternehmen (EVU) abgedeckt (26,6 % der betrachteten 184 Anlagen, 34 % der installierten elektrischen Leistung). Dabei handelt es sich sowohl um die großen, deutschlandweit agierenden EVU als auch um vergleichsweise kleine, regional tätige, städtische Unternehmen.

Größere Projekte, wie die Errichtung eines Biomasse(heiz)kraftwerkes im mittleren oder höheren Leistungsbereich, werden oftmals über einen Investoren- und Betreiberverbund finanziert und gebaut. Hierbei handelt es sich um Zusammenschlüsse von z. B. Contracting-Unternehmen, Privatinvestoren, Forstbetriebsgemeinschaften, öffentlichen oder sozialen Einrichtungen und Unternehmen anderer Branchen (15,2 % der betrachteten Anlagen bzw. 15,9 % der installierten elektrischen Leistung). Des Weiteren finden auch Gewerbe außerhalb der Holzver- und bearbeitenden Industrie Interesse an der Energieversorgung aus fester Biomasse. Hierzu gehören z. B. Unternehmen der Abfall- und Reststoffverwertung, der Tierfutter- oder Heizkesselproduktion. Die Anteile dieser Gruppe werden mit 14,7 % der betrachteten Anlagen und 8 % der installierten elektrischen Leistung beziffert.

Abb. 2-7 verdeutlicht die oben beschriebenen Strukturen für den Anlagenzubau 2011. Wie im Vorjahr erweitern auch in 2011 viele EVU ihr Betätigungsfeld auf Energiegewinnung aus Biomasse. Bereits in 2009 konnte ein großer Teil der zugebauten Anlagen zur Kategorie der EVU zugeordnet werden, in 2011 betrifft dies 8 der 13 Anlagen. Zum Vergleich, im Jahr 2010 waren es lediglich zwei der neu installierten Anlagen. Der größte Teil der zugebauten Anlagen (62 % nach Anlagenzahl, 64 % nach installierter elektrischer Leistung) können demnach den Energieversorgungsunternehmen zugeordnet werden.

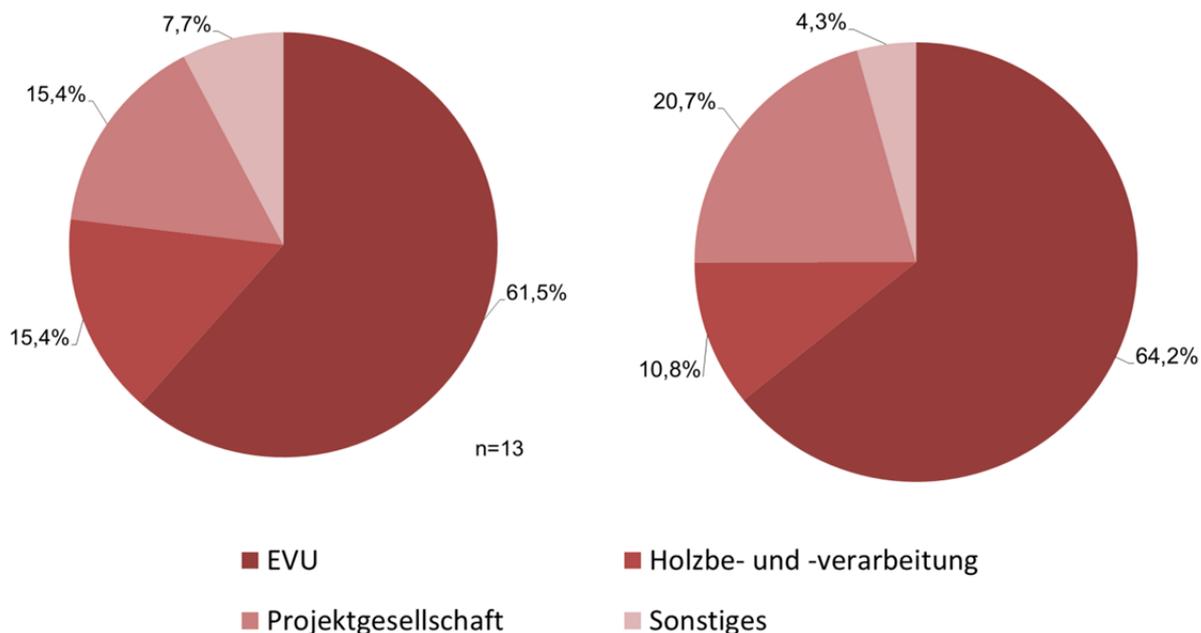


Abb. 2-7: Betreiberformen der 2011 in Betrieb genommenen Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und installierte elektrische Leistung (rechts)

2.2 Strom- und Wärmeerzeugung

Die potenzielle Brutto-Stromerzeugung wird auf Basis des aktuellen Anlagenbestands sowie unter Berücksichtigung mittlerer Volllaststunden und der unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkte für das Jahr 2011 (ca. 260 Biomasse(heiz)kraftwerke) auf etwa 8,8 TWh_{el} abgeschätzt².

Während Anlagen im kleinen bis mittleren Leistungsbereich i. d. R. wärmegeführt arbeiten, ist die Betriebsweise von Biomasse(heiz)kraftwerken im großen Leistungsbereich bis 20 MW_{el} oftmals stromgeführt. Dies liegt vor allem an der Schwierigkeit, für die in diesen Leistungsgrößen anfallenden Wärmemengen geeignete oder ausreichend große Wärmesenken am Standort der Biomasseanlage zu finden. Das betrifft v. a. die sog. Altholzanlagen, die vermehrt in den Jahren 2003 und 2004 errichtet wurden. Diese hatten das vorrangige Ziel, Strom zu erzeugen, der nach EEG einen Anspruch auf Vergütung hat. Bei solchen Anlagenkonzepten war eine Wärmeauskopplung oftmals nicht oder nur geringfügig vorgesehen. Anders ist das bei Anlagen, die als Industrieanlage zur Energieversorgung umliegender Betriebe mit Prozesswärme (Dampf, Warmwasser) oder als Heizkraftwerke zur Einspeisung in städtische/kommunale Nahwärmenetze geplant und errichtet wurden. Bei geeigneten Wärmekunden ist eine hohe Wärmeauskopplung über das ganze Jahr verteilt möglich.

Generell wird in Biomasse(heiz)kraftwerken – neben dem ins öffentliche Netz eingespeisten Strom – auch Wärme in Form von Heißwasser oder Dampf bereitgestellt, die beispielsweise in vorhandene Wärmeleitungsnetze eingespeist oder für industrielle Dampfprozesse genutzt werden könnten. Insgesamt wird nur bei einem kleinen Teil der erfassten Anlagen (ca. 6 %) des Biomasse(heiz)kraftwerkparks

² Zur Berechnung der Stromerzeugung wurden folgende Volllaststunden angenommen: Anlagen im Leistungsbereich $\leq 0,15$ MW_{el}: 2 500 h/a; Anlagen im Leistungsbereich $\geq 0,15$ -1 MW_{el}: 4 000 h/a; Anlagen im Leistungsbereich > 1 -10 MW_{el}: 6 000 h/a, Anlagen im Leistungsbereich > 10 MW_{el}: 7 500 h/a.

ausschließlich Strom erzeugt. Bei den meisten Biomasse(heiz)kraftwerken findet zumindest eine geringe Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) für den Eigenbedarf statt.

Die Menge der erzeugten, ausgekoppelten Wärme für den gesamten Anlagenbestand hängt, über das Jahr betrachtet, von einer Vielzahl von standortabhängigen Faktoren ab (Abnehmerstruktur, ggf. variabler Wärmebedarf der Abnehmer, Witterungsverhältnisse, Werksauslastungen) und kann an dieser Stelle nur abgeschätzt werden. Aufgrund der unterschiedlichen Anlagenkonzepte und Betriebsweisen wird die Abschätzung der Wärmeauskopplung zusätzlich erschwert.

Auf Basis durchschnittlicher Volllaststunden für die Wärmeauskopplung der in Betrieb befindlichen Anlagen, die aus den vorhandenen Angaben zur Wärmeauskopplung entwickelt wurden, wird die Wärmemenge für das Jahr 2011, die gekoppelt zur Stromproduktion erzeugt und als Nutzwärme abgegeben wurde, auf 14 TWh geschätzt³.

2.3 Technologien und Verfahren

Nach derzeitigem Entwicklungsstand haben inzwischen drei Technologien zur Strombereitstellung mit Wärmeauskopplung auf Basis der Biomasseverbrennung Marktreife erlangt. Dies sind der Dampfkraftprozess unter Anwendung einer Dampfturbine beziehungsweise eines Dampfmotors, der ORC⁴-Prozess sowie die thermochemische Vergasung. Anspruch auf den Technologie-Bonus nach EEG 2009 haben dabei unter anderem Anlagen der thermochemischen Vergasung, ORC-Anlagen sowie Dampf- und Stirling-Motoren. Die thermochemische Vergasungstechnologie hat in den letzten Jahren einen großen Zuwachs erfahren. Anlagen, die auf dieser Technologie beruhen, werden gesondert im Kapitel 2.5 betrachtet.

Ursprünglich für die Strombereitstellung aus Niedertemperaturwärme entwickelt, hat sich der ORC-Prozess vor allem in den letzten Jahren (mit Unterstützung des Technologie-Bonus) im Bereich der Biomasse(heiz)kraftwerke zu einer wesentlichen Größe entwickelt. Nach derzeitigem Kenntnisstand befanden sich Ende 2011 ca. 85 ORC-Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 0,2 und 3,1 MW_{el} (2 Module à 1,55 MW_{el}) in Betrieb.

³ Zur Berechnung der Wärmeauskopplung wurden folgende Volllaststunden angenommen: Anlagen im Leistungsbereich $\leq 0,5$ MW_{el}: 5 000 h/a; Anlagen im Leistungsbereich $\geq 0,5$ -5 MW_{el}: 6 500 h/a; Anlagen im Leistungsbereich > 5 MW_{el}: 4 000 h/a

⁴ Organic Rankine Cycle

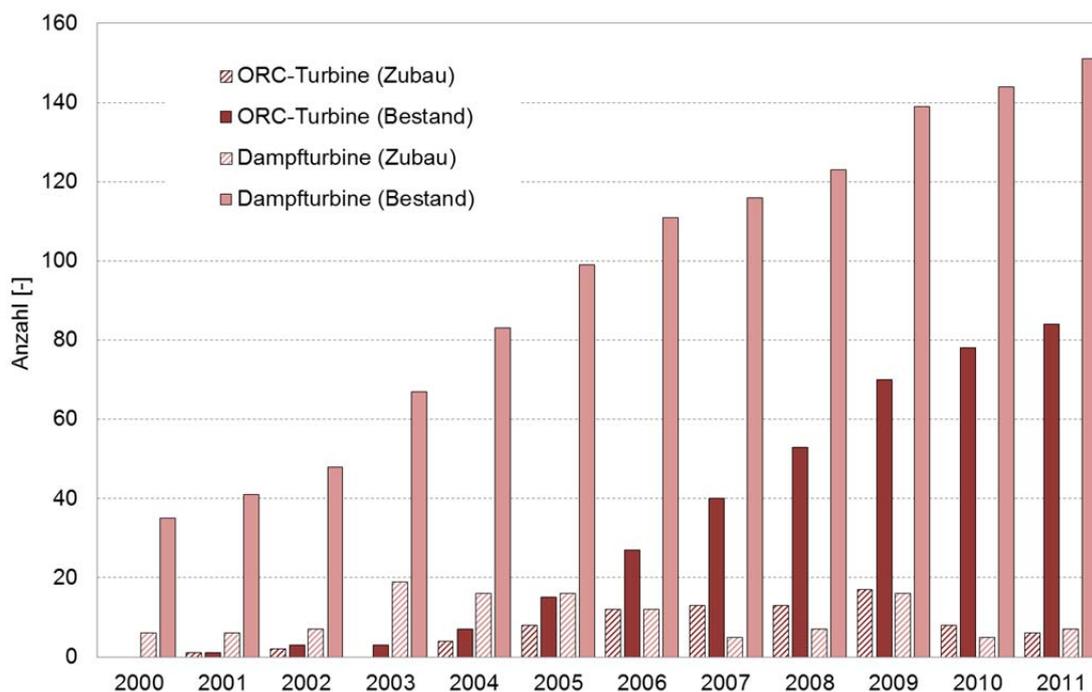


Abb. 2-8: Zubau von ORC- und Dampfturbinenanlagen 2000 bis 2011

Seit 2004 stieg die Zahl der jährlichen Zubauten an und erreichte 2009 ihren bisherigen Höhepunkt mit ca. 20 neu in Betrieb genommenen Anlagen. Durch die geringere Anzahl der Anlagen, die 2011 in Betrieb gegangen sind, ist auch der Anteil der ORC-Anlagen entsprechend abgesunken. Erstmals wurden seit Jahren wieder mehr Dampfturbinen (7 neue Anlagen 2011) als ORC-Anlagen (6 neue Anlagen 2011) in Betrieb genommen. Derzeit sind weitere 6 Biomasse(heiz)kraftwerke bekannt, die bis Ende 2012 ORC-Anlagen einsetzen wollen. Diese Entwicklungen sind auf die Anreizwirkungen des EEG zurückzuführen, wonach Strom aus ORC-Anlagen mit einem zusätzlichen Technologie-Bonus vergütet wurde. Ob die geplanten Anlagen auch mit Wegfall des Technologie-Bonus mit dem EEG 2012 tatsächlich umgesetzt werden, bleibt abzuwarten. Des Weiteren ist im Zuge der Preisentwicklungen der Holzbrennstoffe in den letzten Jahren eine an dem vorhandenen Wärmebedarf ausgerichtete Anlagenauslegung von Heizkraftwerken immer wichtiger. Eine ausschließliche Verstromung von Holz ohne gleichzeitige Wärmenutzung durch KWK ist mittlerweile nicht mehr kostendeckend. Je höher die Wärmenutzung, desto positiver die Effekte auf einen mindestens kostendeckenden Betrieb des Biomasse(heiz)kraftwerks. Das resultiert zum einen aus dem Verkauf der Wärme und zum anderen aus dem KWK-Bonus des EEG. Zudem sollte vor diesem Hintergrund die Erhöhung der Anlageneffizienz verstärkt im Mittelpunkt der wirtschaftlichen Optimierung stehen. Hierbei spielt ein wärmegeführter Anlagenbetrieb eine große Rolle. Die Stromproduktion richtet sich in diesem Fall nach der Wärmeerzeugung. Dabei sind Stromerzeugungsaggregate wie ORC-Turbinen variabel ausgelegt und weisen gute Teillast-Eigenschaften auf.

Trotz des enormen Zubaus und der Marktreife gibt es bei dem Betrieb von ORC-Heizkraftwerken noch Optimierungsbedarf. ORC-Anlagen weisen einen geringen elektrischen Wirkungsgrad auf, der bisher z. B. durch Modifikationen etwa im Silikonölkreislauf (Teilstromprinzip) erhöht werden konnte. Da den Bemühungen an dieser Stelle physikalische Grenzen gesetzt sind, wird eine Steigerung des Anlagennutzungsgrades und somit eine effektivere Brennstoffausnutzung nur durch verbesserte

Wärmenutzung erreicht. Eine Untersuchung von 27 Heizkraftwerken mit ORC-Anlage zeigte, dass bei vielen der hier betrachteten Anlagen zu Gunsten einer hohen Stromproduktion große Mengen der produzierten Wärme weggekühlt werden (ARLT, 2010). Eine solche stromoptimierte Betriebsweise führte aufgrund steigender Holzpreise schon in der Vergangenheit zu vermehrten wirtschaftlichen Problemen bei Anlagenbetreibern.

ORC-Anlagen weisen einen nicht zu unterschätzenden Stromeigenbedarf auf. Bei den untersuchten Anlagen wurde der gesamte Stromverbrauch des Heizkraftwerkes (Pumpenleistung Heizwasser und Arbeitsmittel, Rauchgasventilation, Hydraulikpumpen, Beleuchtung) der produzierten Strommenge gegenübergestellt. Der mittlere Stromverbrauch liegt aufgrund der im Vergleich zur Dampfturbine geringen Stromproduktion bei rund 25 % der produzierten Strommenge (ARLT, 2010).

Ein weiteres, bislang wohl unterschätztes Problem ist der Ascheanfall bei den eingesetzten Brennstoffen (v.a. Landschaftspflegematerial, Rinde) und die damit einhergehenden Herausforderungen in der Betriebsführung. Neben möglichen Verschlackungen in der Feuerung (dieser kann man durch geeignete Rosttechnologien entgegenwirken) führt ein hoher Ascheanfall v. a. zu Verunreinigungen im Wärmeübertrager mit einhergehender Leistungseinbuße durch verminderte Wärmeübertragungseigenschaften. Daraus resultiert erhöhter und regelmäßiger Reinigungsaufwand der Wärmeübertragerflächen. Dies ist einer der Gründe für Anpassungen von Feuerungs- und Wärmeübertragerkonstruktionen an sich verschlechternde Brennstoffqualitäten (bessere Zugänglichkeit und Wartungsmöglichkeiten von Wärmeübertragerflächen, geringere Anfälligkeiten für Verschmutzungen und Verschleiß, höhere Anlagenverfügbarkeiten) (ROSKAM, 2010).

Weitere Biomasse-Stromerzeugungstechnologien v. a. im kleinen Leistungsbereich $< 100 \text{ kW}_{el}$ befinden sich weiterhin im Entwicklungsstadium. Im Betrieb der mit Holz beschickten Stirling-BHKW gibt es derzeit nur wenige Aktivitäten und weitere Entwicklungen.

Im Kleinst-KWK-Bereich befindet sich seit Anfang 2011 ein wärmegeführter, mit Holzpellets betriebener Dampfkolbenmotor im Versuchsbetrieb. Hierbei handelt es sich um ein Konzept mit einem horizontal laufenden Dampfkolbenmotor, der seit 2006 als Erdgas-Variante vertrieben wird. Bei thermischen Leistungen von 3,5 bis 16 kW und elektrischen Leistungen von 0,3 bis 2 kW bei einem elektrischen Wirkungsgrad von rund 10 % handelt es sich um eine Kleinstanwendung, die derzeit in einem landwirtschaftlichen Betrieb in NRW getestet wird. Die Stromerzeugung dient der Deckung des Eigenbedarfes. In diesen Größenordnungen ist eine Einspeisung des Stroms nach EEG nicht zweckmäßig (BERNER, 2011), (KOOP, 2011b).

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt existiert keine Anlage, die im kommerziellen großtechnischen Maßstab in Deutschland Stroh als Brennstoff einsetzt. Die erste Anlage dieser Art wird derzeit in Emlichheim im Emsland errichtet. Sie soll nach Betreiberaussagen Ende dieses Jahres in Betrieb gehen (SCHULTE, 2012). Das Kraftwerk wird über eine Feuerungswärmeleistung von ca. 50 MW verfügen und den Strom dabei ins Netz einspeisen und die Wärme in Form von Prozessdampf in einem nahegelegenen Betrieb einspeisen sowie ein Nahwärmenetz versorgen (BIOENERGIEKRAFTWERK EMSLAND, 2012).

2.4 Biomasseeinsatz

2.4.1 Eingesetzte Stoffströme

Abb. 2-9 verdeutlicht die in den Anlagen eingesetzten Holzsortimente. Es wird an dieser Stelle zwischen vier verschiedenen Sortimenten unterschieden. Naturbelassenes Holz bezeichnet Wald(rest)holz, unbelastetes Sägerestholz oder Rinde sowie Landschaftspflegeholz. Bezogen auf die Anlagenzahl setzen rund 55 % der Anlagen diesen Brennstoff ein. Bezogen auf die gesamte installierte elektrische Leistung ist dieser Wert geringer und beträgt rund 34 %. Im Vergleich zum Vorjahr sind die Anteile leicht angestiegen. Bei den Anlagen, die ausschließlich Altholzsortimente der Klassen A I und A II einsetzen, handelt es sich um ca. 13 % des Anlagenbestandes bzw. 9 % der installierten elektrischen Leistung. Bei den Anlagen, die alle Altholzklassen (A I bis A IV) einsetzen dürfen, handelt es sich um rund 12 % (nach Anlagenzahl) bzw. ca. 30 % (nach installierte elektrische Leistung). Schließlich findet in einigen Anlagen auch eine Mischnutzung statt. Hier kommen sowohl Althölzer als auch naturbelassene Hölzer zum Einsatz. Es handelt sich um ca. 20 % der Anlagen bzw. ca. 26 % der installierten Leistung.

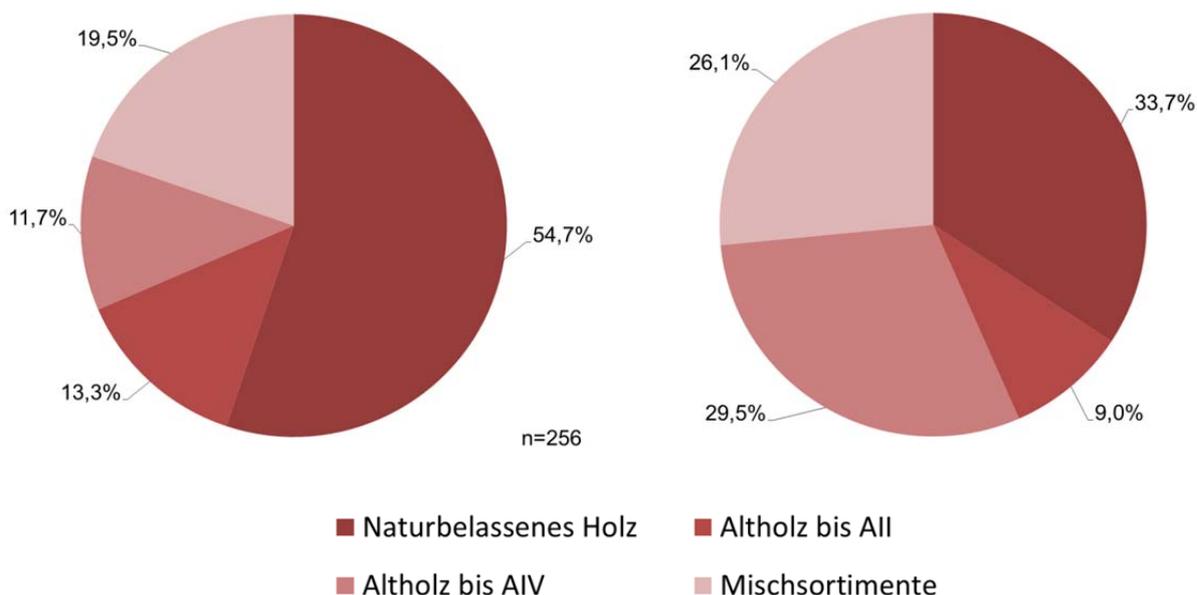


Abb. 2-9: Brennstoffeinsatz in Biomasse(heiz)kraftwerken nach Anlagenzahl (links) und installierte elektrische Leistung (rechts)

Der Brennstoffeinsatz aller derzeit in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke wird für das Jahr 2011 auf rund 7,8 Mio. t_{atro} geschätzt. Die Papier- und Zellstoffindustrie findet bei dieser Betrachtung keine Berücksichtigung. Hier werden neben Rinde u. a. Schwarzlauge, Faserschlämme und andere Reststoffe aus internen Produktionsprozessen energetisch genutzt.

Ermittelt man die Anteile der verschiedenen Holzfraktionen bezogen auf die in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke, so ergeben sich deutliche Unterschiede in den sechs Leistungsbereichen.

Abb. 2-10 bis Abb. 2-13 verdeutlichen diesen Sachverhalt (aus Darstellungsgründen weisen die Diagramme unterschiedliche Skalierungen auf).

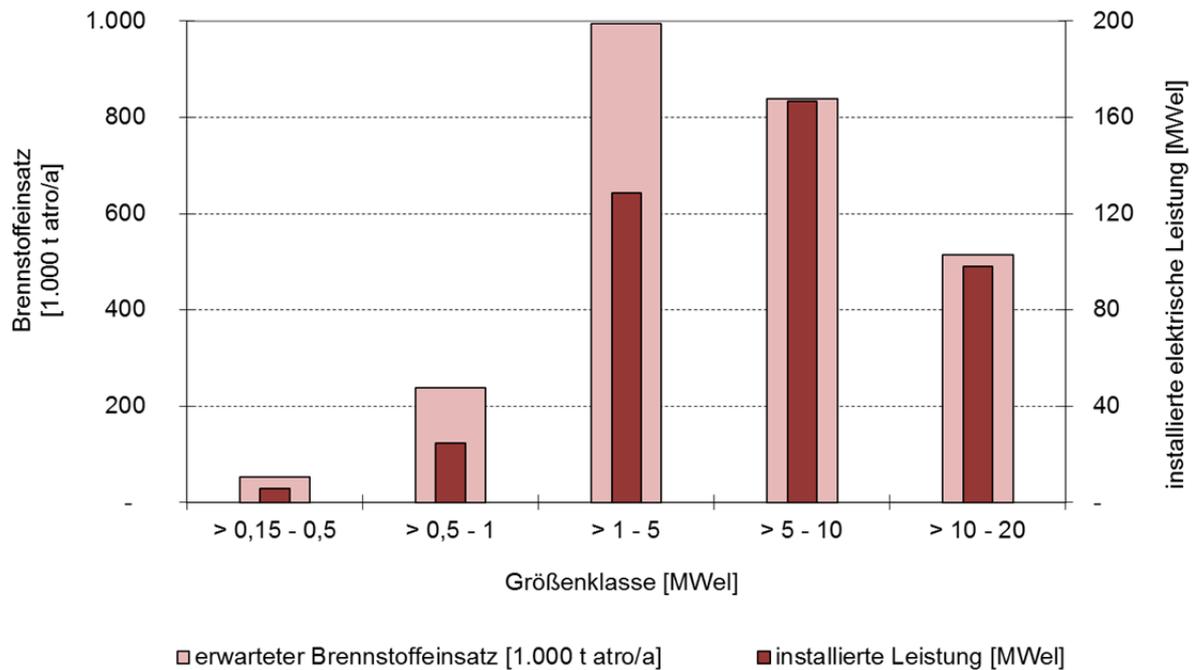


Abb. 2-10: Erwarteter Brennstoffeinsatz von naturbelassenem Holz

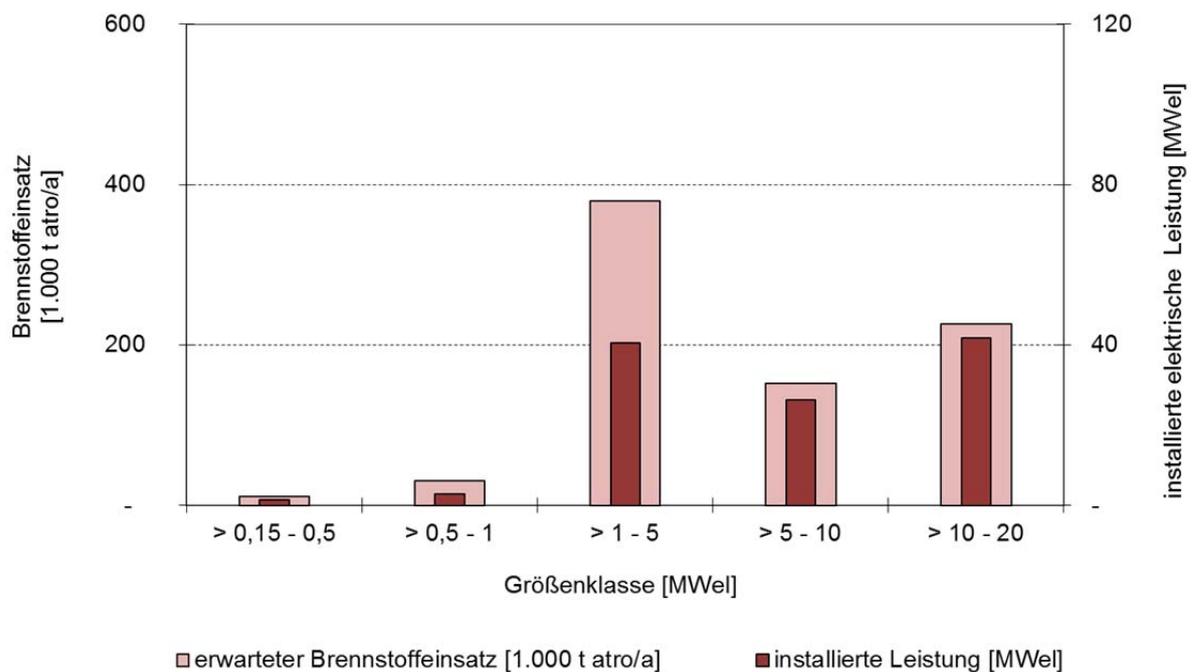


Abb. 2-11: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AII

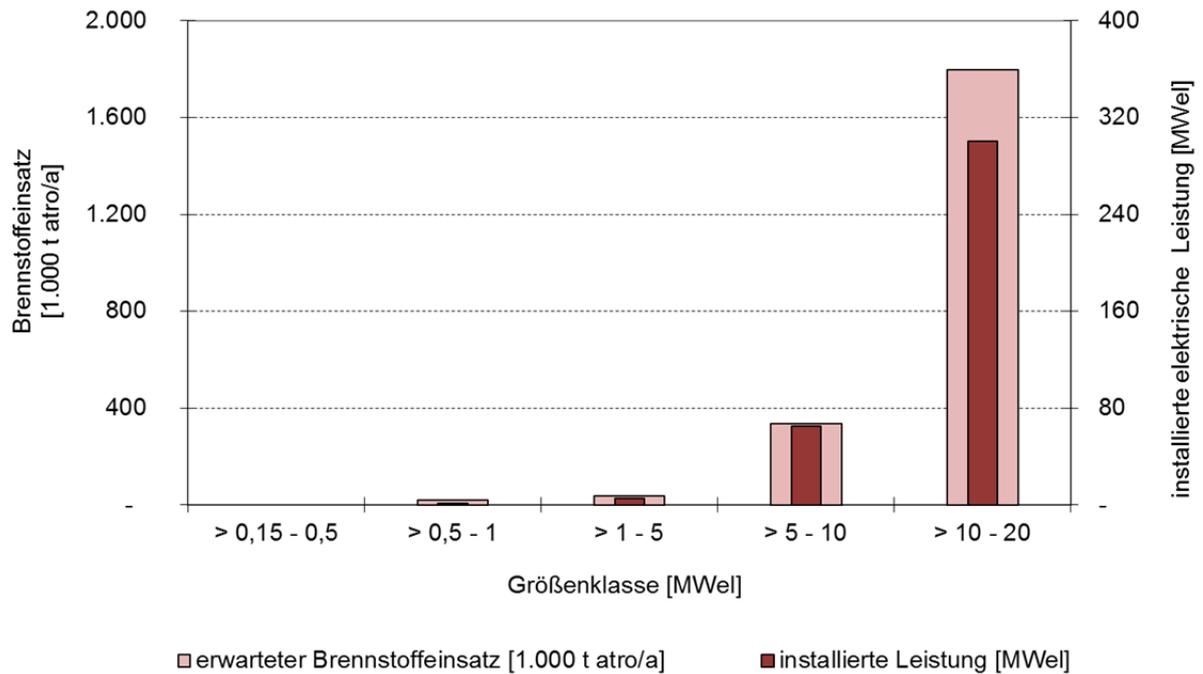


Abb. 2-12: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AIV

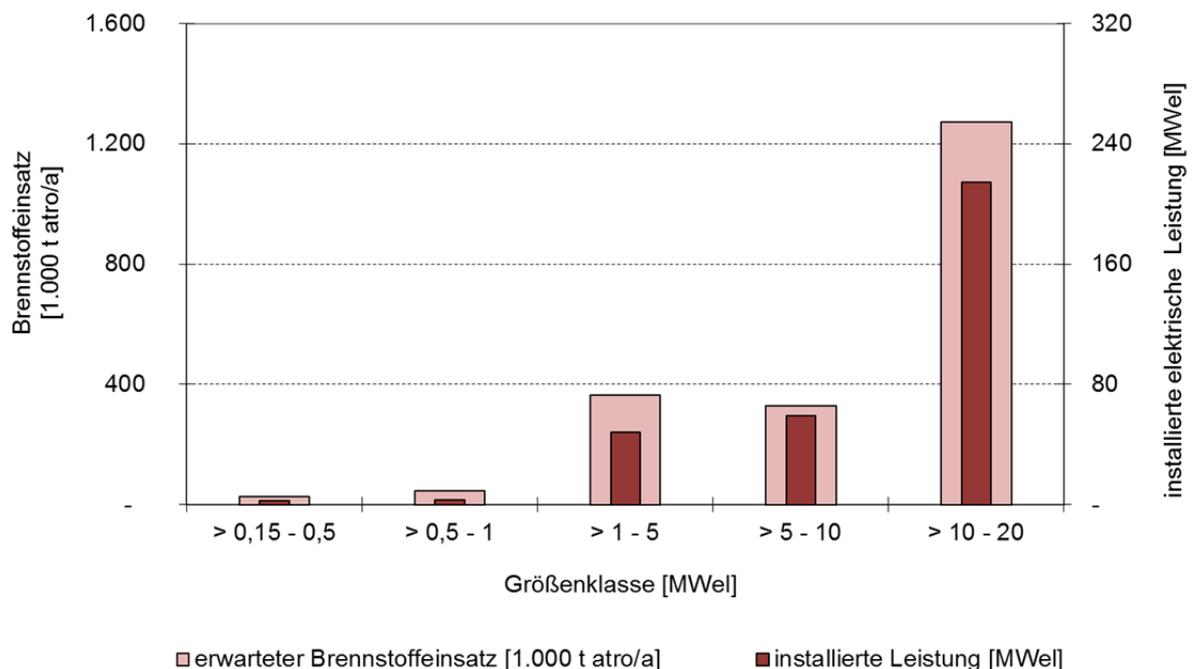


Abb. 2-13: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Mischsortimenten

Den mengenmäßig bedeutsamsten Brennstoffeinsatz mit rund 2,6 Mio t_{atro} (34 % der insgesamt eingesetzten Brennstoffe) haben Anlagen, die ausschließlich naturbelassenes Holz einsetzen (424 MWe_{el}, rund 55 % der Anlagen). Aufgrund der hohen Anlagenleistungen verzeichnen die Größenklassen ab

1 MW_{el} den höchsten Brennstoffeinsatz in diesem Bereich. Ebenfalls mengenmäßig bedeutsam kommt Altholz in Anlagen zum Einsatz, die nach 17. BImSchV für Althölzer bis A IV genehmigt sind. Die prognostizierte Menge für 2011 beträgt hier zusammen rund 2,2 Mio t_{atro} (28 %). Hier überwiegt ganz klar die Größenklasse ab 10 MW_{el}. Insgesamt kommen in 12 % der Anlagen (bezogen auf die installierte elektrische Leistung von 372 MW_{el}) ausschließlich Althölzer bis AIV zum Einsatz. Einen weiteren großen Anteil stellen die Anlagen, die neben naturbelassenem Holz auch unterschiedliche Altholzklassen einsetzen dürfen, dar. Hierbei handelt es sich um rund 26 % der installierten elektrischen Leistung (328 MW_{el}), die 26 % der eingesetzten Brennstoffe nutzen (2 Mio. t_{atro}). Wie hoch die tatsächlichen Anteile der naturbelassenen Hölzer bzw. Althölzer in diesen Anlagen sind, kann derzeit nicht hinreichend genau abgeschätzt werden. Die verbleibenden rund 800 000 t_{atro} Brennstoff (10,2 %) werden den Althölzern der Klasse A I + II, die in entsprechenden Anlagen zum Einsatz kommen, zugeordnet.

2.4.2 Markt- und Preisentwicklung

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick der Preisentwicklung von Holzsortimenten gegeben, die für die hier betrachteten Biomasse(heiz)kraftwerke relevant sind. Die Daten beruhen zum einen auf vierteljährlich publizierten Angaben der Europäischen Wirtschaftsdienst (EUWID) GmbH, zum anderen auf Marktbeobachtungen von C.A.R.M.E.N. e.V.

Sie können regional betrachtet z. T. deutliche Unterschiede aufweisen. Im Nordosten Deutschlands z. B. liegen die Preise für Althölzer i. d. R. höher als im Rest der Republik. In Abb. 2-14 ist der gesamtdeutsche Durchschnitt der Altholzsortimente dargestellt. Ein leichter Aufwärtstrend ab 2003 ist hier erkennbar. Vor allem das Jahr 2009 zeichnete sich für alle Altholzsortimente mit hohen Preissteigerungen aus. Das Maximum wurde in 2010 bis ca. Mitte 2011 erreicht. Die Gründe hierfür sind vielfältig. Eine vergleichsweise kurze Kälteperiode in den Wintermonaten führte dazu, dass Altholzmengen aus dem Baubereich in die Verwertung fließen konnten. Die Verwerter wiederum deckten sich als Folge der teilweise prekären Situationen des Vorjahres früh genug mit ausreichenden Lagermengen ein. Zudem führte abnehmende Konkurrenz aus der Müllverbrennung bzw. erhöhte Revisionstätigkeiten bei einigen Anlagen zu Entlastungen des Marktes (EUWID NEUE ENERGIEN, 2011b). Trotz sich konsolidierender Märkte im zurückliegenden Jahr wird von Branchenverbänden in Zukunft mit einem europaweit steigendem Bedarf gerechnet. Nach Aussage des Bundesverbands für Altholzaufbereiter und -verwerter (BAV) besteht in Deutschland momentan eine Lücke von rund 1 Mio. t/a, die derzeit durch Importe gedeckt werden kann. Bei steigendem Bedarf im europäischen Ausland durch verstärkten Zubau von Holzheizkraftwerken, der nach Aussagen des BAV zu erwarten ist, ist von verminderten Möglichkeiten des Altholzimportes durch deutsche Betreiber auszugehen (HOLZ-ZENTRALBLATT, 2010). Des Weiteren sieht die Holzwerkstoffindustrie als stoffliche Nutzer von Holzhackschnitzel die sich entwickelnde Lage äußerst kritisch. Durch einen konzentrierten, kurzzeitigen Produktionsstopp im Oktober 2010 wollten europäische Holzwerkstoffunternehmen ihren Forderungen Nachdruck verleihen, der Kaskadennutzung von Holz (d. h. energetische Nutzung erst nach ausgeschöpfter stofflicher Nutzung) Priorität einzuräumen. Dies soll auch für Altholzsortimente gelten. Auf Seiten des Verbandes der deutschen Holzwerkstoffindustrie (VHI) wird die anhaltende Subventionierung der energetischen Holznutzung zu Lasten der stofflichen Nutzung weiterhin kritisiert. Die daraus resultierenden Versorgungsengpässe führten zu teilweise erheblichen Preissteigerungen. In ähnlicher Weise argumentiert auch die European Panel Federation (EPF) – aufgrund von Subventionen für die energetische Nutzung ist es Anlagenbetreibern in Großbritannien möglich, hohe Holzpreise zu

zahlen, was den stofflichen Holznutzern in der Form nicht möglich ist und deren Betriebe gefährdet (EUWID NEUE ENERGIEN, 2010).

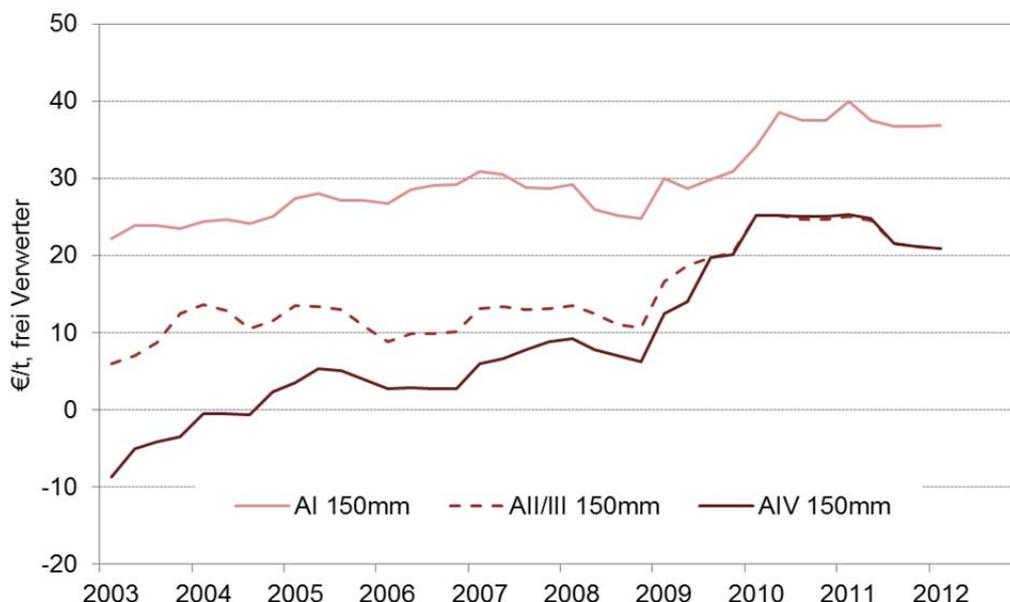


Abb. 2-14: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von Altholzsortimenten (EUWID NEUE ENERGIEN, 2012a)

Die Preisentwicklung bei Altholz war in den letzten Jahren durch stetiges Wachstum geprägt. Erst Mitte 2011 kam es zu einer Entspannung beim Altholzpreis der bis dato anhält (Abb. 2-14). Es wird geschlussfolgert, dass durch die ausreichend gefüllten Lager und den relativ milden Winter 2011/2012 es zu der Entspannung im Preis für Althölzer kam (EUWID NEUE ENERGIEN).

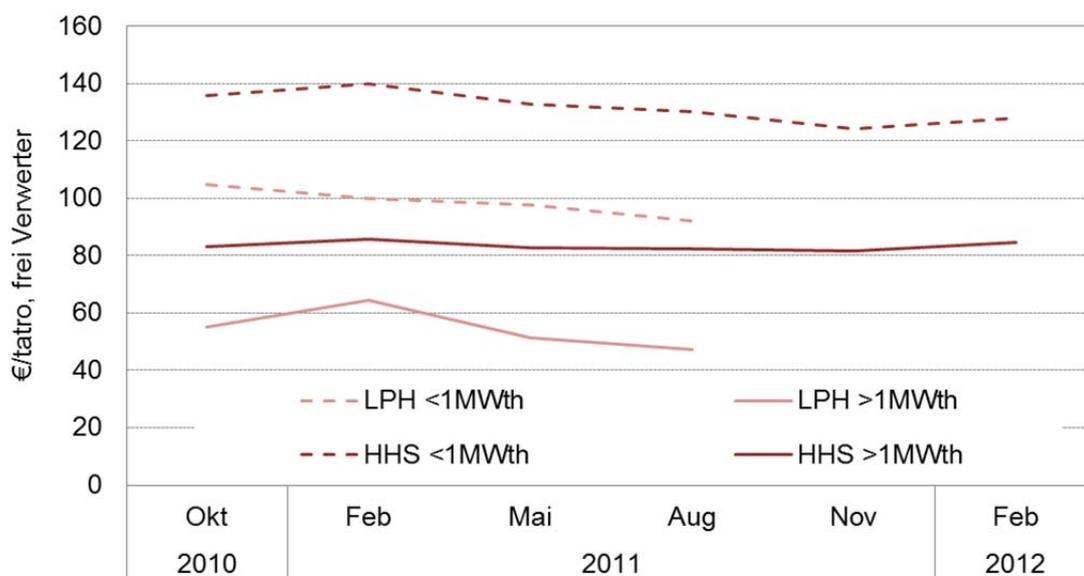


Abb. 2-15: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von LPH und HHS (EUWID NEUE ENERGIEN, 2011a)

Der Markt für Holzsortimente aus der Landschaftspflege (LPH) befindet sich weiterhin in der Entwicklung. Unter Landschaftspflegehölzern versteht man die gesamte Bandbreite an holzhaltiger Biomasse, die bei Pflegearbeiten im Rahmen landespflegerischer oder naturschutzfachlicher Maßnahmen, bei der Baumpflege sowie im Rahmen von Verkehrssicherungsmaßnahmen anfällt. Wie auch 2009 und 2010 spielen Landschaftspflegeholzsortimente in 2011 bei Anlagenbetreibern eine immer größere Rolle, was auch auf die NawaRo-Bonusvergütung im EEG 2009 zurückzuführen ist. Der Hintergrund dieser Förderung ist, dass Landschaftspflegeholz ein hohes, bisher ungenutztes Potenzial besitzt und hierbei derzeit kaum Konkurrenz zu anderen holzartigen Rohstoffen besteht. Eine Ausnahme bilden hier Kompostieranlagen, die holzartiges Material als Strukturbildner für die Rottehaufen benötigen. Trotz der steigenden Nachfrage durch ein erhöhtes Anlagenaufkommen ist der Preis für LPH und Holz hackschnitzel (HHS) im Verlauf des letzten Jahres im Bundesdurchschnitt stabil geblieben, siehe Abb. 2-15.

Bei Landschaftspflegehölzern handelt es sich um Material unterschiedlichster Herkunft und weist somit hohe Bandbreiten in Qualität und Preis auf. Die bei Pflegemaßnahmen an Autobahnböschungen beispielsweise anfallenden stammholzartigen Sortimente liegen qualitativ nahe an Waldholzsortimenten und werden mit entsprechend höheren Preisen gehandelt als Hackschnitzel aus Pflegemaßnahmen von Sträuchern, Hecken und ähnlichen Strukturen (EUWID NEUE ENERGIEN, 2010). Landschaftspflegehölzer weisen oftmals problematische Verbrennungseigenschaften auf. Aus erhöhten Anteilen von Rinde, mineralischen Bestandteilen und anderen Fremdkörpern resultieren hohe Anteile von Asche und inerten Stoffen, die eine darauf abgestimmte Feuerungs- und Kesseltechnologie benötigen. Minderwertige Brennstoffqualitäten in nicht darauf ausgelegten Anlagen führen zu erhöhtem Wartungsaufwand, kürzeren Kessel-Standzeiten und somit geringeren Verfügbarkeiten.

Viele Akteure rechnen auch in Zukunft mit steigenden Preisen. Aufgrund der teilweise schwierigen Beschaffung hochwertiger Brennstoffe in der Vergangenheit wird vermehrt nach Alternativen gesucht. Neben erhöhtem Einsatz von Landschaftspflegehölzern ist der Anbau schnellwachsender Hölzer eine mögliche Option, die vermehrt überprüft wird. Die derzeit angebauten Mengen sind noch sehr gering, dennoch wird in Kurzumtriebsplantagen eine Möglichkeit gesehen, Holzknappheit in bestimmten Zeiträumen auszugleichen (EUWID NEUE ENERGIEN, 2010).

Für die großen Biomasseheizkraftwerke spielen Holzpellets so gut wie keine Rolle. Vergaseranlagen setzen hingegen Holzpellets und Hackschnitzel als Brennstoffe ein. Pellets zeichnen sich gegenüber HHS durch eine bessere Handbarkeit (genormte Größe), ein kontrollierbares Verteil- und Abbrandverhalten sowie im Falle von Premiumpellets durch geringere Emissionen und Ascheanfall aus. Ein weiterer nicht zu unterschätzender Vorteil ist die relative Preisstabilität von Pellets gegenüber anderen fossilen Energieträgern wie beispielsweise Heizöl, siehe nachfolgende Abbildung. Dies gibt zusätzlich zu den Vergütungssätzen des EEG Planungssicherheit auf der Brennstoffseite.

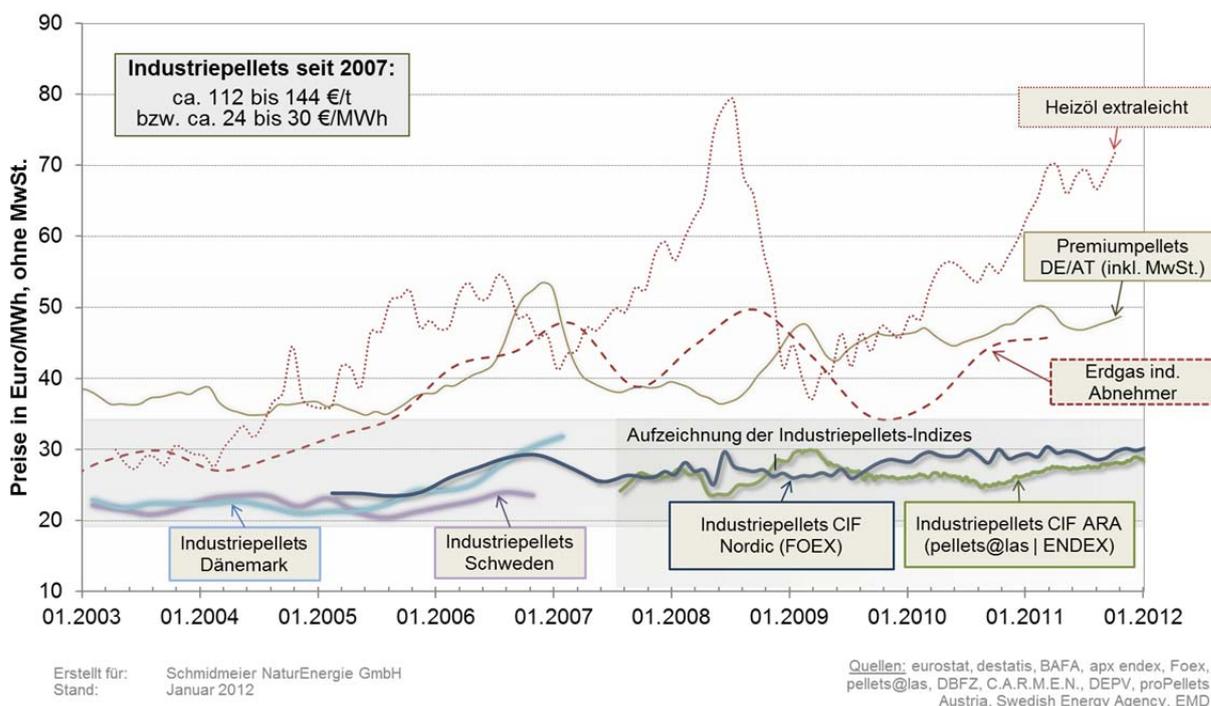


Abb. 2-16: Vergleich der Preisentwicklung von Industrieholzpellets und fossilen Energieträgern (DBFZ gGMBH, 2012a)

2.5 Thermochemische Vergasung

Der Markt der thermochemischen Vergasungsanlagen befindet sich in den letzten Jahren in einer Wachstumsphase. So hat sich der Bestand an Anlagen bis zum Jahr 2010 stark erhöht und in 2011 mehr als verdoppelt. Hierbei handelt es sich um Herstellerangaben. Die Marktentwicklung lässt jedoch zunächst offen, wie stabil diese Anlagen zukünftig laufen werden.

Der Absatz thermochemischer Vergasungsanlagen stieg im letzten Jahr stark an. Aufgrund der geringen Anlagengrößen und der damit verbundenen geringeren Öffentlichkeitswirksamkeit existieren für die einzelne Anlagen nur teilweise anlagenspezifische Daten, wie z.B. zum Standort. Daher werden in den nachfolgenden Erläuterungen auch aggregierte Informationen einbezogen. Neben der Recherche in Printmedien wurde in diesem Rahmen eine Herstellerbefragung, eine Betreiberbefragung und die Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz, Amprion, EnBW und Tennet vorgenommen.

Die Herstellerbefragung wurde von der Fördergesellschaft Erneuerbare Energien e.V. (FEE e.V.) im März 2012 durchgeführt. Dabei wurden 39 Firmen zur den in Deutschland verkauften Anlagen und deren Leistung im Jahr 2011 sowie den Vorjahren befragt. Um die Entwicklung für 2012 abzuschätzen, wurden darüber hinaus die Erwartungen bzw. deren Auftragsbestände für 2012 abgefragt.

Anlagen aus der DBFZ-Datenbank, die in 2010 oder zuvor in Betrieb gegangen sind, wurden mit den Angaben der EEG-Anlagenstammdaten abgeglichen. Dadurch konnten mehr als 100 Anlagen einem EEG-Anlagenschlüssel zugeordnet werden. Anhand der EEG-Anlagenschlüssel und der Bewegungsdaten der vier Übertragungsnetzbetreiber konnte die jeweilige Einspeiseleistung ermittelt werden.

2.5.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Der überwiegende Teil der bis 2005 in Betrieb gegangenen Anlagen waren Versuchs- oder Einzelanlagen, die die für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendigen Verfügbarkeiten nicht erreicht haben. In den Jahren 2006 - 2007 wurden von mehreren Herstellern erste Kleinserien mit elektrischen Leistungen zwischen 150 und 270 kW_{el} vermarktet, die ebenfalls unter technischen Problemen litten und zu juristischen Auseinandersetzungen zwischen Betreibern und Herstellern führten. Mehrere Anbieter gingen in die Insolvenz. Umfassende Angaben zur tatsächlichen Zahl von EEG-Anlagen und deren Einspeiseleistungen in diesem Zeitraum sind aus den Daten der Übertragungsnetzbetreiber nicht verfügbar, so dass sich die folgenden Ausführungen auf die Entwicklung seit 2008 beziehen.

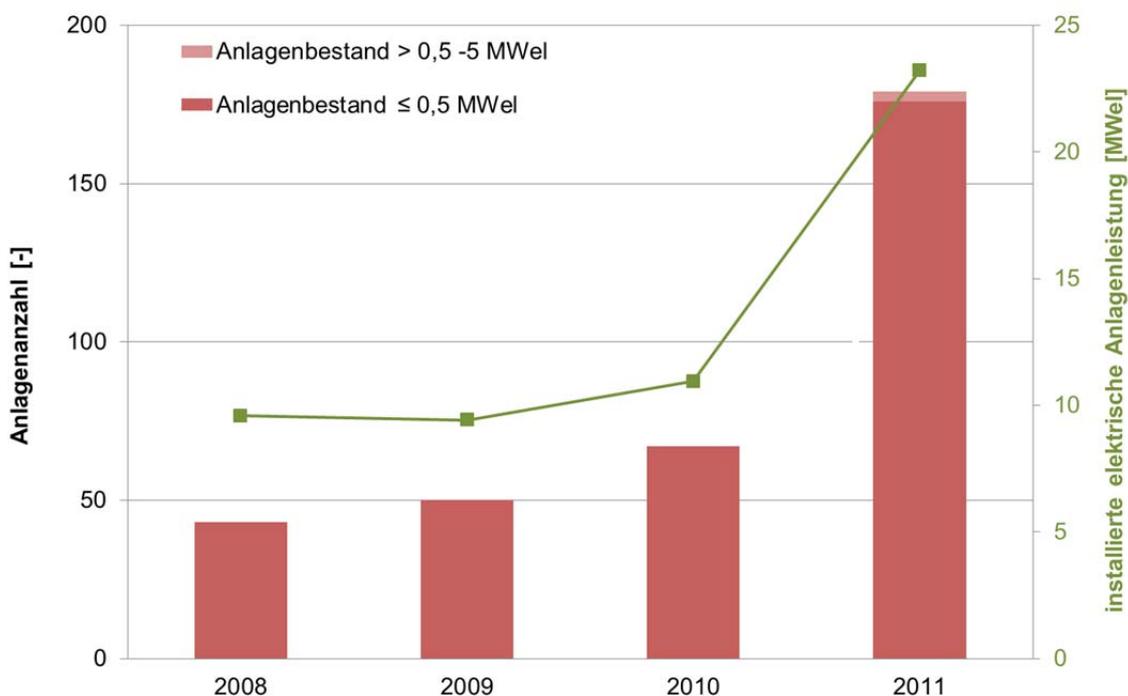


Abb. 2-17: Entwicklung des Anlagenbestandes und der installierten elektrischen Leistung nach Größenklassen von thermochemischen Vergasungsanlagen⁵

Abb. 2-17 zeigt die Entwicklung des Anlagenbestands von 2008 bis 2011. Die Jahre 2008 bis 2010 sind von einer steigenden Anlagenanzahl bei einer annähernd konstant bleibenden kumulierten Nennleistung von rund 9,5 MW_{el} geprägt (Abb. 2-17). Darin spiegelt sich eine steigende Zahl von Anlagen in den Leistungsklassen ≤ 50 kW_{el} und $> 50 - 200$ kW_{el} bei gleichzeitiger Stilllegung von Anlagen höherer Leistung wider. Die Ursachen dieser Entwicklung liegen, vereinfacht ausgedrückt, vor allem in den technischen Problemen der in den Jahren 2005 - 2007 installierten thermochemischen Vergasungsanlagen im Leistungsbereich > 200 kW_{el}. Die Anlagen haben sich als technisch noch nicht ausgereift und sehr wartungsintensiv erwiesen. Seit dem Jahr 2010 entwickelt sich eine neue Dynamik mit schnell wachsendem Leistungszubau. Im Jahr 2010 gingen 28 EEG-Anlagen mit einer Kapazität von 2,5 MW_{el} ans Netz. Nach Umfragen des FEE e.V. bei den Anlagenherstellern sind 2011 95 EEG-Anlagen

⁵ Die Angaben für 2011 beruhen auf Herstellerangaben und können noch nicht vollständig mit anderen Quellen abgeglichen werden. Die Werte sind daher entsprechend vorsichtig zu bewerten.

mit einer Kapazität von mehr als 16 MW_{el} in Betrieb genommen worden. Für das Jahr 2012 gaben die Hersteller an, weitere 163 Anlagen mit einer Leistung von knapp 22 MW_{el} installieren zu wollen.

Nach einer Stagnation von 2008 bis 2010 ist im Jahre 2011 ein starker Zubau zu beobachten. Dieser Trend wird durch die Prognosen der Anlagenhersteller für 2012 unterstrichen. Gleichzeitig müssen die Herstellerangaben mit entsprechender Vorsicht behandelt werden, da diese Angaben noch nicht mit anderen Quellen abgeglichen werden konnten.

2.5.2 Regionale Verteilung

Die Datenbank des DBFZ beinhaltet 95 Anlagen mit insgesamt 117 Vergaserlinien, die im Jahr 2011 im Betrieb waren. Im Verhältnis zu den Herstellerangaben sind etwa 50 % der Anlagen einzeln in der DBFZ-Datenbank erfasst. Daten dieser Anlagen wurden repräsentativ für alle Anlagen, auch die nicht separat erfassten, ausgewertet.

Abb. 2-18 zeigt die regionale Verteilung der Anlagen. Sowohl in der installierten Leistung als auch in der Anlagenzahl dominiert das Bundesland Bayern. Dort befinden sich mehr als die Hälfte aller thermochemischen Vergasungsanlagen (die in der Datenbank erfasst sind). Diese Verteilung korrespondiert mit der hohen Zahl holzverarbeitender Betriebe und der Unternehmensstandorte relevanter Hersteller von thermochemischen Vergasungsanlagen, die auf Grund der räumlichen Nähe schnell auf Anlagenstörungen reagieren können. Mit Aufnahme der Serienproduktion gehen zunehmend auch Kapazitäten in den anderen Bundesländern ans Netz.

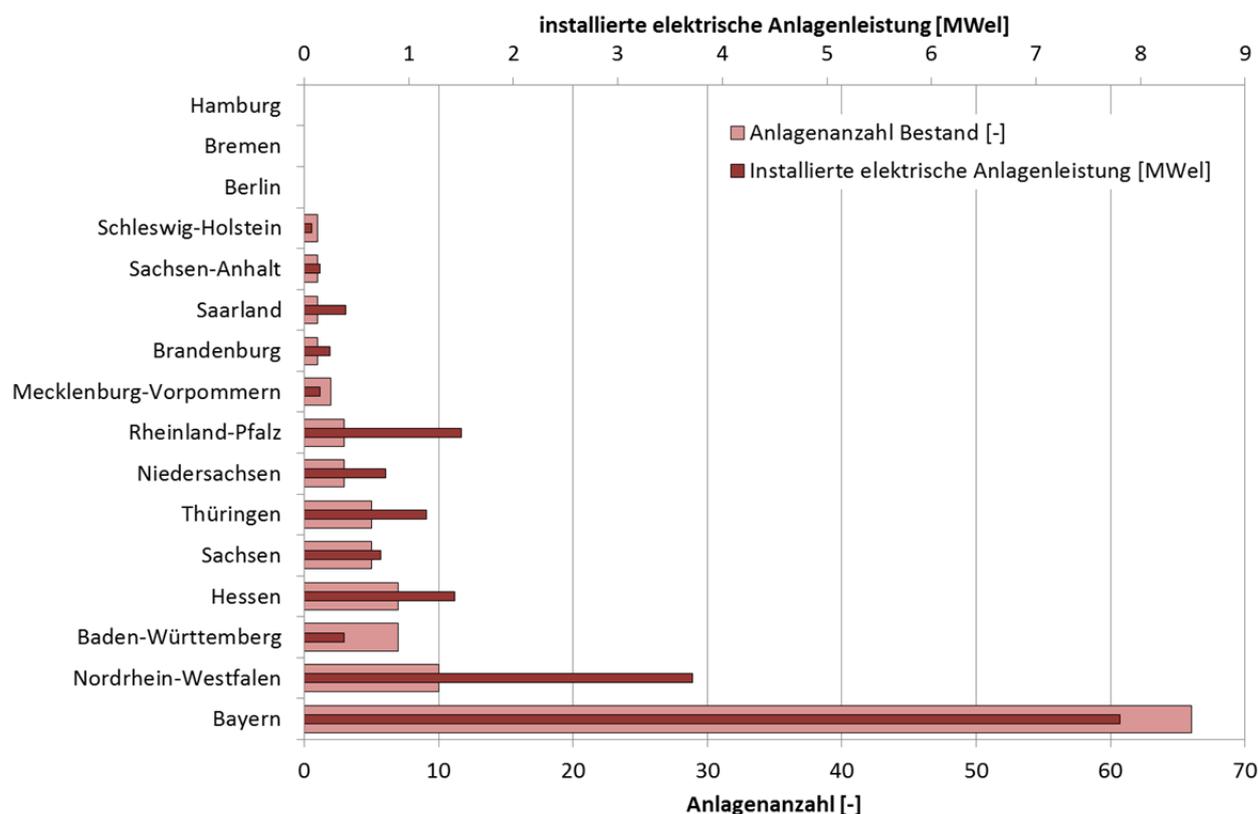


Abb. 2-18: Regionale Verteilung der im Jahr 2011 betriebenen thermochemischen Vergasungsanlagen (soweit anlagenspezifische Standortdaten bekannt)

2.5.3 Anwendungsbereiche und Betreiber

Bis auf wenige Ausnahmen werden thermochemische Vergasungsanlagen zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung (KWK) genutzt. Die Stromkennzahl (Verhältnis von erzeugtem Strom zur Nutzwärme) liegt zwischen 0,5 und 1. Die Wärme wird dabei für unterschiedliche Anwendungen im Sinne des KWK-Bonus und zur Trocknung des eigenen Brennstoffs genutzt. Darüber hinaus wird vereinzelt die Wärme zur Nachverstromung in einem ORC-Prozess genutzt.

Die Art der Wärmenutzung und die Betreiberstruktur von Vergasungsanlagen sind abhängig von der Leistung der Anlagen. Tab. 2-2 gibt eine Zusammenfassung typischer Betreiberbranchen und Wärmeanwendungen in der jeweiligen Leistungsklasse. Die Tabelle und die nachfolgenden Erläuterungen beruhen auf den Informationen aus der Betreiberbefragung.

Tab. 2-2: Betreiber- bzw. Anwenderbranchen und Wärmeanwendungen nach Leistungsklassen

Leistungsklasse	Anwender / Betreiber	Wärmeanwendungen
$\leq 50 \text{ kW}_{el}$	Landwirte Gewerbe	Eigenversorgung Lohntrocknung
$> 50 - 500 \text{ kW}_{el}$	Brennstoffhandel holzverarbeitendes Gewerbe Schwimmbäder Lohntrockner Stadtwerke	Holztrocknung Klärschlamm-trocknung Nahwärme Objektversorgung
$> 500 - 5000 \text{ kW}_{el}$	Gewerbeparks Contracting-Unternehmen Stadtwerke	Fernwärme Trocknung

Der elektrische Leistungsbereich bis 50 kW wird von Anwendungen zur Eigenversorgung mit Wärme im landwirtschaftlichen und gewerblichen Bereich dominiert. Die Anlagen werden in der Regel wärmegeführt betrieben. Typische Betreiber sind Höfe mit Agrotourismus, Käserei oder Viehaufzucht sowie holzhandelnde oder -verarbeitende Kleinbetriebe. Als Brennstoff kommen überwiegend Holzhackschnitzel aus regionalem Waldrestholz zum Einsatz. Dabei besteht kaum Konkurrenz zu Selbstwerbern und holzverarbeitenden Betrieben, da diese höhere Qualitätsanforderungen haben. Teilweise werden eigene Holzquellen genutzt, in Einzelfällen auch Kurzumtriebshölzer aus Randbepflanzungen.

Die Nachfrage im Leistungsbereich $> 50 - 500 \text{ kW}_{el}$ wird überwiegend von Unternehmen mit hohem Wärmebedarf gestellt. Typische Anwender sind das holzverarbeitende Gewerbe und der Brennstoffhandel, in Einzelfällen auch Einrichtungen wie Schwimmbäder und Wohnanlagen. Als Brennstoffe kommen Holzpellets oder Holzhackschnitzel zum Einsatz.

Im Leistungsbereich $> 500 - 5000 \text{ kW}_{el}$ ist in den Jahren 2011 nur ein sehr geringer Zubau von insgesamt drei Anlagen erfolgt. Eine Nachfrage besteht vor allem im Bereich des holzverarbeitenden Gewerbes, der Objektversorgung (Gewerbeparks, Krankenhäuser, Wohn- und Pflegeeinrichtungen) und von Stadtwerken, die die Anlagen zur Grundlast in Fernwärmenetzen nutzen können.

2.5.4 Strom- und Wärmeerzeugung

Basierend auf einer EEG-Bewegungsdatenanalyse von 2010 werden bei den thermochemischen Vergasungsanlagen durchschnittlich 2 800 Volllaststunden für die Stromerzeugung angenommen. Bei Anlagen, die erst im Laufe des Jahres 2011 in Betrieb gingen, wird von 1 000 Volllaststunden pro Jahr ausgegangen. Dies ist einem durchschnittlich angenommenen Inbetriebnahmezeitpunkt zu Mitte des Jahres und erfahrungsgemäß anfänglichen Schwierigkeiten bei der Inbetriebnahme geschuldet. Die Stromerzeugung im Jahr 2011 wird auf 47 GWh_{el} geschätzt. Hier sei nochmals darauf hingewiesen, dass in dieser Berechnung die Angaben zur installierten Leistung der Hersteller mit eingehen und daher entsprechend vorsichtig zu bewerten sind.

Zur Berechnung der erzeugten Wärme werden durchschnittlich 2 500 Volllaststunden pro Jahr angesetzt. Die Annahme beruht auf dem KWK-Anteil, aufgeführt bei den Bewegungsdaten, mit durchschnittlich über 70 % und der Aussage vieler Betreiber, wonach deren Anlage wärmegeführt ist. Die Wärmeerzeugung wird auf 64 GWh_{th} geschätzt.

2.5.5 Technologien und Verfahren

Das dominierende Holzvergasungsverfahren ist nach wie vor die absteigende Festbett-Gleichstromvergasung, wobei in derzeit gebauten Anlagen auch teilweise das Verfahren der aufsteigenden Gleichstrom- und Wirbelschichtvergasung sowie zu geringen Anteilen auch weitere Verfahren eingesetzt werden.

Der Leistungsbereich bis 50 kW_{el} ist immer noch die Domäne der absteigenden Gleichstromvergaser, die mit einem Gas-Ottomotor gekoppelt werden.

Im elektrischen Leistungsbereich > 50 – 500 kW_{el} wird beispielsweise der Brennstoff Holzpellets in einem aufsteigenden Bett pyrolysiert und in einer Wirbelschicht vergast und ausgetragen, oder der Brennstoff Hackschnitzel in absteigenden Gleichstromvergaser mit Gas-Ottomotor eingesetzt.

Der elektrische Leistungsbereich > 500 kW – 5 MW wurde in den Jahren 2005 bis 2008 von verschiedenen Anbietern mit unterschiedlichen Technologien bedient, darunter aufsteigende Gleichstromvergaser, gestufte Vergaser und Doppelfeuerungsvergaser. Die Anlagen erfordern allerdings einen hohen Wartungsaufwand. Die Dynamik in dieser Leistungsklasse wird durch Neuentwicklungen getragen. Zum einen erfolgen auf Basis von Anlagen im Leistungsbereich von > 50 – 500 kW_{el} größere zusammenhängende Installationen, zum anderen werden seit 2011 auch leistungsstärkere Anlagen installiert. Dazu zählen zwei Holzvergasungsanlagen nach dem Verfahrensprinzip der allothermen Wasserdampfvergasung in einer Zweibett-Wirbelschicht. In der Anlage in Senden, die noch im März 2012 in den regelmäßigen Betrieb genommen werden soll, wird das Gas in zwei Gas-Dieselmotoren genutzt, zusätzlich soll ein Teil der Nutzwärme mit einer ORC-Anlage verstromt werden (EUWID NEUE ENERGIEN, 2012b). Ein anderes Verfahren stellt das Heatpipe-Prinzip dar. Die Gaszusammensetzung dieser Anlagen unterscheidet sich von den bisher am Markt vertretenen Verfahren, indem es kaum Stickstoff enthält und einen höheren Brennwert hat (AGNION TECHNOLOGIES GMBH), (H S ENERGIEANLAGEN GMBH).

Alle derzeit in Deutschland angebotenen Vergasungsanlagen sind für den Brennstoff Holz – in Form von Hackschnitzel oder Pellets – konzipiert. Verschiedene Hersteller geben an, dass ihre Anlagen auf dem internationalen Markt auch für alternative Brennstoffe nachgefragt werden.

2.5.6 Ausblick

Die Anzahl und Leistung der in 2011 erfolgten und geplanten Inbetriebnahmen von Holzvergasungsanlagen beendet eine dreijährige Phase der Stagnation, in der sich Zubau und Stilllegung von Kapazitäten fast die Waage hielt. Zudem soll nach Angaben der Hersteller die Anzahl der sich in Betrieb befindenden Anlagen in 2012 weiterhin deutlich ansteigen. Die Entwicklung unterscheidet sich signifikant von der Situation in den Jahren 2005 - 2007, in denen ebenfalls viele neue Anbieter in den Markt eintraten. Mehrere Aspekte lassen erwarten, dass bei der derzeitigen Entwicklung ein Marktdurchbruch für die thermochemische Vergasungstechnologie bevorstehen kann:

- Der überwiegende Teil des Zubaus beruht auf Anlagen im kleineren Leistungsbereich, der vor allem von zwei Anbietern mit einer Serienproduktion getragen wird.
- Aus technischer Sicht erscheinen die Anlagen robust. Mehrere Anlagen können auf mehr als 7 000 jährliche Volllaststunden verweisen. Im kleinen Leistungsbereich ($< 50 \text{ kW}_{\text{el}}$) erscheint die absteigende Gleichstromvergasung bei entsprechender Betreiberschulung beherrschbar. Diese Entwicklung wird auch durch die Auswertung der Übertragungsnetzbetreiber-Daten unterstrichen. Demnach hat sich in Bezug auf die elektrische Jahresarbeit die durchschnittliche Volllaststundenanzahl von jährlich ca. 2 400 h in 2008 und 2 100 h in 2009 auf 2 800 h im Jahr 2010 gesteigert.
- Die Serienproduktion ermöglicht spezifische Anlagenkosten von unter 3 000 €/kW_{el}. Damit wäre unter den gegebenen Bedingungen (unter anderem Holzpreis und EEG-Vergütungsätze) ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb bei Wärmenutzung möglich.

Allerdings ist die weitere Entwicklung noch von Unsicherheiten geprägt. Mehrere Anlagen sind zudem als Einzelanlagen – häufig mit technologischen Besonderheiten - konzipiert und müssen sich im Dauerbetrieb noch bewähren. Auch bei in Serie produzierten Anlagen ist die Anlagenverfügbarkeit noch nicht im mehrjährigen Dauerbetrieb nachgewiesen. Ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb ist durch Veränderungen der Brennstoffpreise gefährdet, was auch auf die anderen Bioenergieanlagen zutrifft.

2.6 Papier- und Zellstoffindustrie

In Deutschland gibt es 6 Biomasseheizkraftwerke in Unternehmen der Papier- und Zellstoffindustrie, für die eine Stromerzeugung und Vergütung nach EEG in Frage kommt und spätestens seit dem Inkrafttreten der EEG-Neufassung 2009 auch praktiziert wird. Tab. 2-3 gibt hierzu eine kurze Übersicht.

Tab. 2-3: Übersicht der Biomasseheizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie, Stand 2011

	nach EEG vergütete Leistung [MW _{el}]	EEG-Einspeisung seit	Einsatzstoffe
Zellstoff Stendal GmbH	35 – 40	2009	Ablauge, Rinde
Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH	< 20	2009	Ablauge, Rinde
Sappi Alfeld GmbH	16,8	2003	Ablauge, Rinde
Sappi Ehingen GmbH	13,2	2000	Ablauge, Rinde
Sappi Stockstadt GmbH	18,9	2003	Ablauge, Rinde
SCA Hygiene Products GmbH, Werk Mannheim	20	2003	Ablauge

Zusätzlich kommen Reste aus der Papierherstellung (Rejekte, Spuckstoffe, DeInking-Faserstoffe) sowie im Werk anfallende Reste aus Entrindungsprozessen (Holzstoff-Herstellung) oder Althölzer in Festbrennstoffkesseln in mehreren Werken der Papierindustrie zum Einsatz. Eine Vergütung nach EEG ist in diesen Fällen nicht möglich, da es keine separaten Biomassekesselanlagen sind oder die eingesetzten Reststoffe nicht den Vorgaben der Biomasse-Verordnung entsprechen.

Neben den Festbrennstoffanlagen gibt es nach Aussagen von Branchenvertretern in Deutschland derzeit ca. 20 Biogasanlagen, welche die Prozessabwässer der Papierproduktion anaerob vergären. Anwendung findet die Vergärung von Abwässern hauptsächlich im „braunen Sektor“. Unter dem „braunen Sektor“ versteht man in der Papierproduktion die Herstellung von Kartonagen, Wellpappen und ähnlichen. Im Gegenzug wird unter dem „weißen Sektor“ die Herstellung von Druck- und Schreibpapier sowie Zellstoff verstanden. Das Abwasser aus dem „braunen Sektor“ eignet sich nachstelleraussagen besser zur anaeroben Vergärung, als das aus dem „weißen Sektor“. Der Grund dafür liegt in dem erhöhten Anteil von organischem Material im Prozessabwasser.

Die installierte Leistung der einzelnen Anlagen schwankt. Es ist aber davon auszugehen, dass alle Anlagen nach dem KWK-Prinzip arbeiten, da die Papierherstellung einen hohen Wärmebedarf aufweist. Aus einer Stichprobenbefragung von Anlagenbetreibern und Branchenexperten kann geschlossen werden, dass die thermische Leistung pro Anlage etwa zwischen 3 und 5 MW_{th} und die elektrische Leistung zwischen 1 und 2 MW_{el} liegt.

Somit nutzt die Papier- und Zellstoffindustrie zur biogenen Strom- und Wärmeerzeugung neben den 122 bis 130 MW_{el} von Biomasseheizkraftwerken zusätzlich etwa 20 bis 40 MW_{el} von Biogasanlagen (60 bis 100 MW_{th}). Daraus ergibt sich bei angenommenen Volllaststunden von etwa 8 000 h/a eine rechnerische Stromeinspeisung im Jahr 2011 von 975 bis rund 1 030 GWh_{el} aus Anlagen der thermochemischen Konversion und zwischen 160 bis 320 GWh_{el} aus Anlagen der biochemischen Konversion.

2.7 Zusammenfassung Berichtsperiode 2009-2011

Im Jahr 2008 wurde das EEG umfassend überarbeitet und ist in seiner neuen Fassung zum 01. Januar 2009 in Kraft getreten. Wichtige Aspekte der Neufassung waren u. a. die Neuausrichtung des Anlagenparks hin zu mehr Effizienz. Es kam zu einer Reihe von Anpassungen in allen Bereichen der erneuerbaren Energien. Im Biomassebereich wurde die jährliche Degression der Fördersätze von 1,5 % auf 1 % reduziert. Darüber hinaus wurde zur weiteren Stärkung der Kraftwärmekopplung der KWK-

Bonus von 2 auf 3 €/kWh_{el} erhöht. Im Gegenzug wurde jedoch die Grundvergütung bei kleinen und mittleren Anlagen um 0,5 und bei großen Anlagen um 2 €/kWh_{el} reduziert. Höhere Anforderungen gelten für Anlagen über 5 MW_{el} (Anlagenleistungsäquivalent), die nur noch einen Anspruch auf EEG-Vergütung für den im KWK-Betrieb erzeugten Strom haben. Die Vergütungssätze aus dem EEG 2004 für Anlagen, die Altholz einsetzen, wurden mit dem EEG 2009 abgeschafft.

In den Jahren 2009 bis 2011 sind annähernd 200 Anlagen (davon ca. 135 Vergaseranlage) mit einer gesamten elektrischen Leistung von ca. 200 MW_{el} (davon entfallen ca. 20,1 MW_{el} auf die Vergaseranlagen) in Betrieb gegangen. Diese Anlagen decken rund 16 % der gesamten installierten Leistung des Gesamtanlagenparks (Stand Ende 2011) ab. Die Tendenz des Anlagenzubaus zeigt jedoch eine eher rückläufige Entwicklung bei den Anlagen größerer Leistungsklassen auf. Die durchschnittliche Leistung der Neuanlagen betrug im Jahr 2009 ca. 2,8 MW_{el}, im Jahr 2010 ca. 0,7 MW_{el} und im Jahr 2011 nur noch ca. 0,4 MW_{el}. Somit kann hier eine eindeutige Entwicklung hin zu kleineren Anlagen beobachtet werden, was vor allem auf den zahlenmäßigen hohen Zubau an Anlagen der thermochemischen Vergasung zurückzuführen ist. In nachfolgender Tabelle ist der Zubau neuer Anlagen für die letzten Jahre dargestellt.

Tab. 2-4: Entwicklung des Anlagenbestandes von Biomasse(heiz)kraftwerken seit 2007 in Deutschland

Jahr	Anlagenzubau	Gesamtleistung der Neuanlagen [MW _{el}]	durchschnittliche Leistung der Neuanlagen [MW _{el}]
2007	31	31,4	1,0
2008	27	73	2,7
2009	44	122,1	2,8
2010	43	30,4	0,7
2011	108	46,6	0,4

inklusive Anlagen der thermochemischen Vergasung, jedoch ohne Papier-Zellstoffindustrie und Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW

Wie ersichtlich, kam es mit in Kraft treten des EEG 2009 zunächst zu einem erhöhten Anlagenzubau, der unter dem EEG 2004 nicht beobachtet werden konnte, auch wenn die durchschnittliche Leistung der Anlagen im Vergleich zum Vorjahr 2008 nahezu unverändert blieb. Der enorme Zubau im Jahr 2011 ist auf 95 Anlagen der thermochemischen Vergasung zurückzuführen.

Die Menge der Stromeinspeisung der Neuanlagen zwischen 2009 und 2011 beläuft sich auf ca. 1 400 GWh/a und die Wärmebereitstellung auf ca. 3 260 GWh/a.

Ein weiterer Effekt der zu beobachten ist, ist das lediglich 4 der 195 Neuanlagen zwischen 2009 und 2011 Altholz bis zur Kategorie A II einsetzen, allerdings nur anteilig in Verbindung mit naturbelassenem Holz und das nur von Anlagen, die auf der Verbrennungstechnologie beruhen (keine Vergaser). Während in den Vorjahren, vor allem ab 2004, vermehrt Kraftwerke gebaut wurden, die ganz oder teilweise Altholz (A I bis A II bzw. bis A IV) einsetzen. Der Rückgang des Zubaus von Altholzanlagen hat bereits vor in Kraft treten der Neufassung des EEG 2009 begonnen und sich auch nach in Kraft treten weiter

fortgesetzt. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass am Markt nur eine begrenzte Altholzmenge verfügbar war und dieser eine erhöhte Nachfrage gegenüberstand, was einen starken Preisanstieg bewirkte.

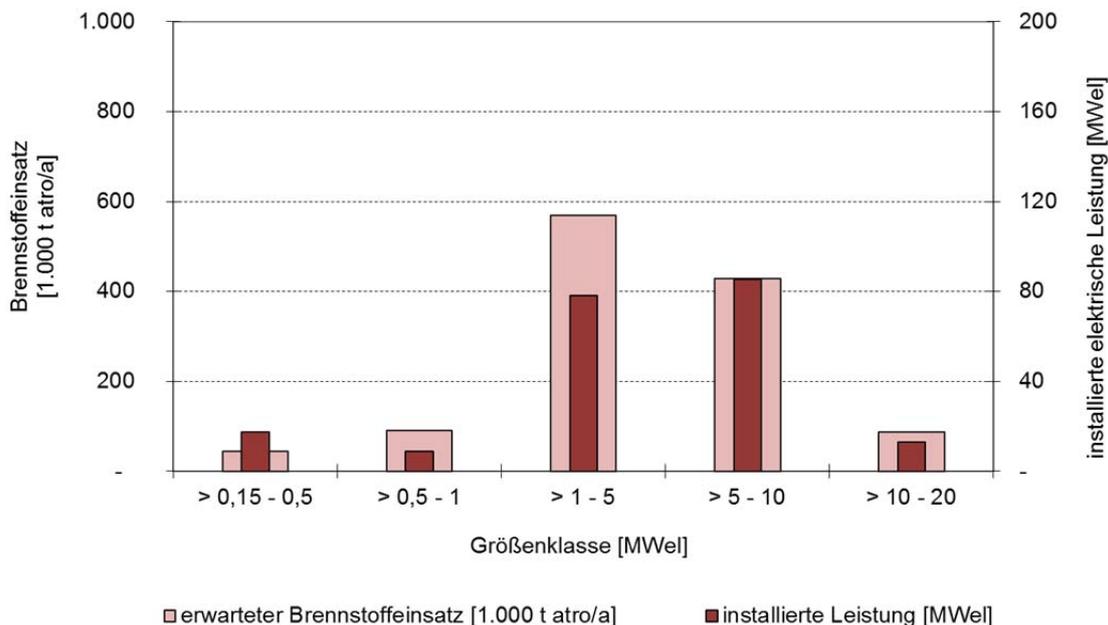


Abb. 2-19: Größenklasseneinteilung sowie Brennstoffeinsatzmenge der Neuanlagen 2009 – 2011 (Brennstoffmengen für Vergaseranlagen beruhen auf Abschätzungen)

Wie sich in obiger Abbildung zeigt, liegen die Neuanlagen hauptsächlich im mittleren Leistungsbereich von 1 bis 10 MW_{el}.

Der geringe Zubau von lediglich einer Großanlage (12,9 MW_{el}) ist auf die Änderung des Gesetzes (im Vergleich zum EEG 2004) in Hinblick auf die KWK-Nutzung und die erhöhte Holznachfrage zurückzuführen. Durch die KWK-Regelung werden eine bessere Ausnutzung des Brennstoffs und somit auch eine Wirkungsgradsteigerung gefördert. Erfahrungsgemäß lässt sich dies besser bei kleineren bis mittleren Anlagen umsetzen, da diese eher in der Lage sind, ihre Wärme abzugeben, als Großanlagen. Des Weiteren hat die erhöhte Holznachfrage dazu geführt, dass es immer schwieriger ist, an entsprechend geeigneten Standorten, insbesondere auch auf den Hinblick der Wärmenutzung, eine zufriedenstellende Absicherung der erforderlichen hohen Brennstoffmengen zu wirtschaftlichen Preisen zu gewährleisten.

3 Anlagen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger

3.1 Stand der Nutzung

Der im Folgenden beschriebene Stand der Nutzung von Biogas zur Strombereitstellung in Deutschland beruht im Wesentlichen auf Auskünften und Veröffentlichungen der Landesministerien, Landesämter für Landwirtschaft und Genehmigungsbehörden. Darüber hinaus werden Informationen von Anlagenherstellern und Daten der Biogasanlagendatenbank des DBFZ herangezogen. Weiterhin werden in den nachfolgenden Kapiteln die Ergebnisse der jährlich durchgeführten Betreiberbefragung sowie Auswertungsergebnisse der Biogasanlagendatenbank herangezogen und bei der Darstellung entsprechend gekennzeichnet.

Deponie- und Klärgas werden in den Betrachtungen zur Nutzung gasförmiger Bioenergieträger nicht berücksichtigt und sind somit in den dargestellten Statistiken und Analysen nicht enthalten.

3.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 wurde der Biogasanlagenbestand in Deutschland kontinuierlich ausgebaut. Insbesondere mit der Novellierung des EEG im Jahr 2004 und der Neufassung im Jahr 2009 hat der Ausbau des Biogasanlagenbestandes deutliche Impulse erfahren. Ende 2011 sind in Deutschland – nach Angaben der Länder und Schätzungen des DBFZ – etwa 7 200 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von ca. 2 850 MW_{el} in Betrieb (Abb. 3-1). Damit setzte sich die Entwicklung eines sehr starken Biogasanlagenzubaus der vergangenen Jahre auch im Jahr 2011 fort. Die mit der Neufassung des EEG 2009 gesetzten Anreize zeichnen sich dabei deutlich im Anlagenzubau ab. Die durchschnittliche Anlagenleistung aller in Betrieb befindlichen Biogasanlagen liegt Ende 2011 bei ca. 396 kW_{el}.

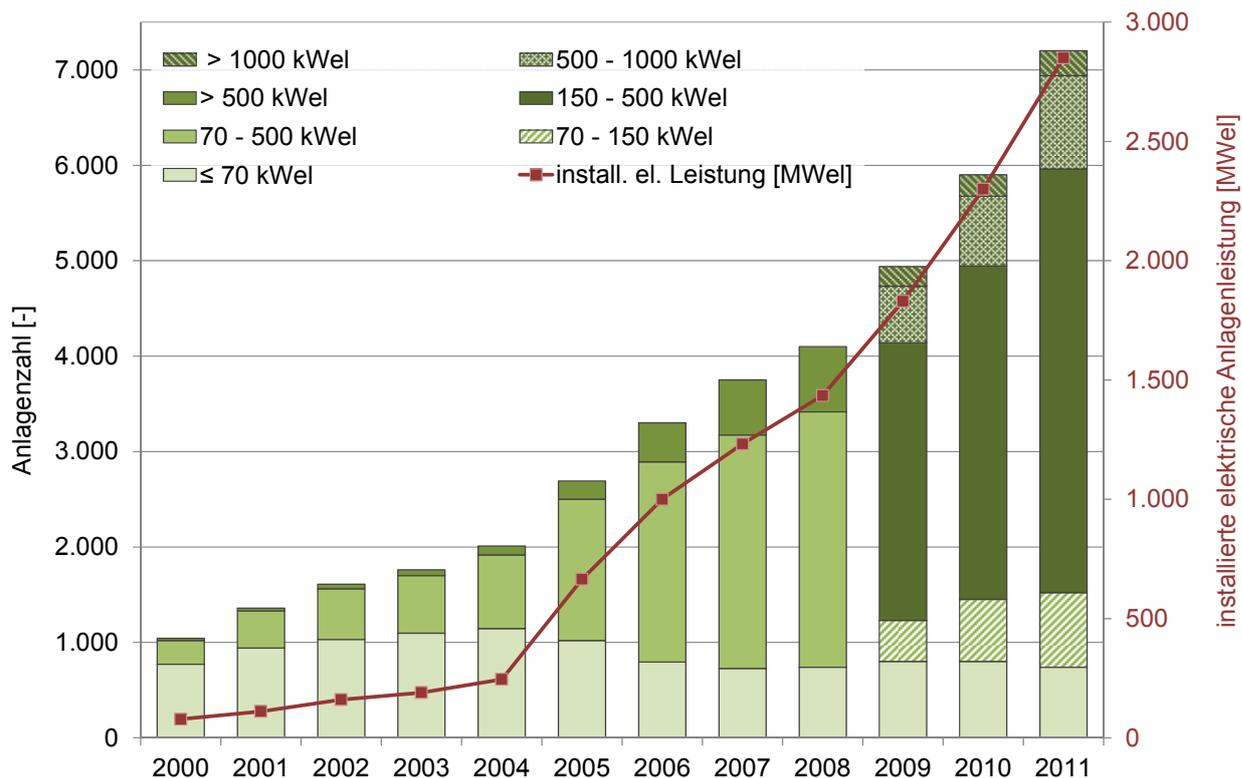


Abb. 3-1: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung), ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen

Neben den Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen waren in Deutschland Ende 2011 83 Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Betrieb, bei denen das erzeugte Biogas auf Erdgasqualität aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist wird. Die jährliche Biomethaneinspeisekapazität der Anlagen liegt bei rund 460 Millionen Nm³. Unter der Annahme einer vollständigen Verstromung würde dies einem installierten elektrischen Leistungsäquivalenz von rd. 220 MW_{el}⁶ entsprechen, so dass die in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen rd. 7,2 % der gesamten installierten elektrischen Leistungsäquivalenz in Deutschland darstellen würden. Damit sind im vergangenen Jahr 35 Biogasaufbereitungsanlagen neu in Betrieb gegangen, wobei es sich in einem Fall um die Erweiterung der bestehenden Biogasaufbereitungsanlage in Darmstadt Wixhausen handelt.

Nach dem sehr starken Anlagenzubau in den Jahren 2009 und 2010, ist auch im Jahr 2011 ein sehr hoher Biogasanlagenzubau zu verzeichnen. Dies ist insbesondere auf die Neufassung des EEG 2009 und die deutlich verbesserten Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus Biomasse seit 2009 zurückzuführen. Der Trend des Zubaus kleiner und mittlerer Anlagen (< 500 kW_{el}) setzte sich auch 2011 fort. Die mittlere Anlagenleistung von Neuanlagen, die im Jahr 2011 in Betrieb gegangen sind, lag bei ca. 430 kW_{el}. Vielfach basiert der Anlagenzubau auf Erweiterungen bestehender Biogasanlagen um weitere BHKW oder Satelliten-BHKW (Biogasdatenbank DBFZ) (BRÜCKNER, 2012). In Kapitel 3.6 ist die Entwicklung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland für die Berichtsperiode zum EEG 2009, von 2009 bis Ende 2011, zusammenfassend dargestellt.

⁶ Wirkungsgrad 40%_{el}; Volllaststunden 8 300 (analog Biogas Vor-Ort-Verstromung)

3.1.2 Regionale Verteilung

Die Aufschlüsselung des Biogasanlagenbestandes auf regionaler Ebene erfolgt auf Grundlage der Anlagendatenbank des DBFZ, die regelmäßig aktualisiert und erweitert wird, sowie auf Basis von Informationen zum Anlagenbestand durch Veröffentlichungen und Mitteilungen der Landesministerien, Genehmigungsbehörden und Experten der jeweiligen Bundesländer.

Bundeslandebene

In Tab. 3-1 ist die Verteilung der Ende 2011 in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) – differenziert nach Anlagenanzahl, installierter elektrischer Anlagenleistung und Anlagenzubau in 2011 – auf Ebene der Bundesländer dargestellt. Die Daten beruhen dabei auf Veröffentlichungen und Mitteilungen der Landwirtschafts- und Umweltministerien, Landwirtschaftskammern und Landesanstalten für Landwirtschaft. Die Daten sind entsprechend der verfügbaren Datenlage nachfolgend dargestellt. Es ist zu berücksichtigen, dass zum Redaktionsschluss keine belastbaren Angaben zum Zubau von Biogasanlagen für Rheinland-Pfalz vorlagen. Da sich der Ausbau in den genannten Bundesländern jedoch ebenso stark entwickelt haben dürfte wie in den übrigen Bundesländern, wird der Ausbau durch das DBFZ abgeschätzt und entsprechend gekennzeichnet.

Tab. 3-1: Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) in Deutschland nach Bundesländern: differenziert nach Anlagenzahl, installierter elektrischer Anlagenleistung und Anlagenzubau 2011, Stand Ende 2011 (Befragung der Länderinstitutionen 2012, Schätzungen DBFZ) (BRÜCKNER, 2012; DAHLHOFF, 2012; FIDDECKE, 2012; GS E.V., 2012; HARDERS, 2012; IZES GGBH, 2011; LFL, 2012a; LÜHRS, 2012; LUNG, 2012; MLR, 2012; PLAGEMANN, 2012; ROSE, 2012; VIBE, 2012)

Bundesland	Biogasanlagen in Betrieb (Anzahl)	install. elektr. Gesamtleistung (MW _{el})	mittlere install. elektr. Anlagenleistung (kW _{el})	Biogasanlagen-zubau 2011 (Anzahl MW _{el})
Baden-Württemberg	796	255,9	322	87 53,1
Bayern	2 372	674	284	342 126
Berlin	0	0	-	-
Brandenburg	253	158	624	63 38
Bremen	4	1	250	-
Hamburg	1	1	1 000	-
Hessen ¹	175	61,2	350	38 12,5
Mecklenburg-Vorpommern ²	241	164,3	681	34 19,1
Niedersachsen ³	1 300	650,0	500	227 90,0
Nordrhein-Westfalen ³	550	215	391	118 44,0
Rheinland-Pfalz ⁴	120	48	400	15 6,0
Saarland ⁵	10	3,8	380	1 0,8
Sachsen	217	91,9	423	28 10,2
Sachsen-Anhalt	229	125,0	546	18 14,8
Schleswig-Holstein ⁶	561	261	465	181 109
Thüringen	226	102,3	453	52 18,9
Gesamt	7 055	2 812	399	1 204 542,4

¹ inkl. BHKW auf Basis von Biomethan

² Angabe von Betriebsstätten (Anlagenparks zu einer Betriebsstätte zusammengefasst), vorläufige Daten

³ Schätzung

⁴ Schätzung DBFZ

⁵ inkl. der Anlagen, für die eine Inbetriebnahme 2011 vorgesehen war

⁶ baurechtlich genehmigte Anlagen nicht vollständig enthalten

Deutlich wird, dass die Bundesländer Bayern, Niedersachsen und Baden-Württemberg insgesamt mehr als die Hälfte des Biogasanlagenbestandes stellen. Die hohe durchschnittliche elektrische Anlagenleistung in Hamburg resultiert aus der dort installierten Bioabfallvergärungsanlage mit einer Leistung von 1 MW_{el}. In Berlin sind mit Ausnahme von Kläranlagen mit Gasnutzung bislang keine Biogasanlagen erfasst. Insbesondere in Bayern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein sind im vergangenen Jahr sehr viele Biogasanlagen in Betrieb gegangen. Ein vergleichsweise hoher Zubau an Biogasanlagen konnte zudem in Brandenburg und Thüringen verzeichnet werden

Zu berücksichtigen ist, dass die Erfassung, Genauigkeit und Aktualität der Daten zwischen den einzelnen Bundesländern variieren. Generell kann für alle Bundesländer (mit Ausnahme Saarland und Stadtstaaten) angenommen werden, dass die dargestellte Anlagenzahl als Mindestwert zu verstehen ist, da oftmals keine vollständige Erhebung und Erfassung des Anlagenbestandes auf Bundeslandebene erfolgt. Für die in den nachfolgenden Kapiteln vorgenommenen Auswertungen wird von einem Anlagenbestand von 7 200 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von 2 850 MW_{el} zum Stand 31.12.2011 ausgegangen.

Die räumliche Verteilung der Biogasanlagen in Deutschland ist in Abb. 3-2 dargestellt. Grundlage bildet die Biogasdatenbank des DBFZ, in welcher etwa 90 %⁷ des deutschen Biogasanlagenbestandes mit Angabe des Anlagenstandortes Ende 2011 erfasst sind.

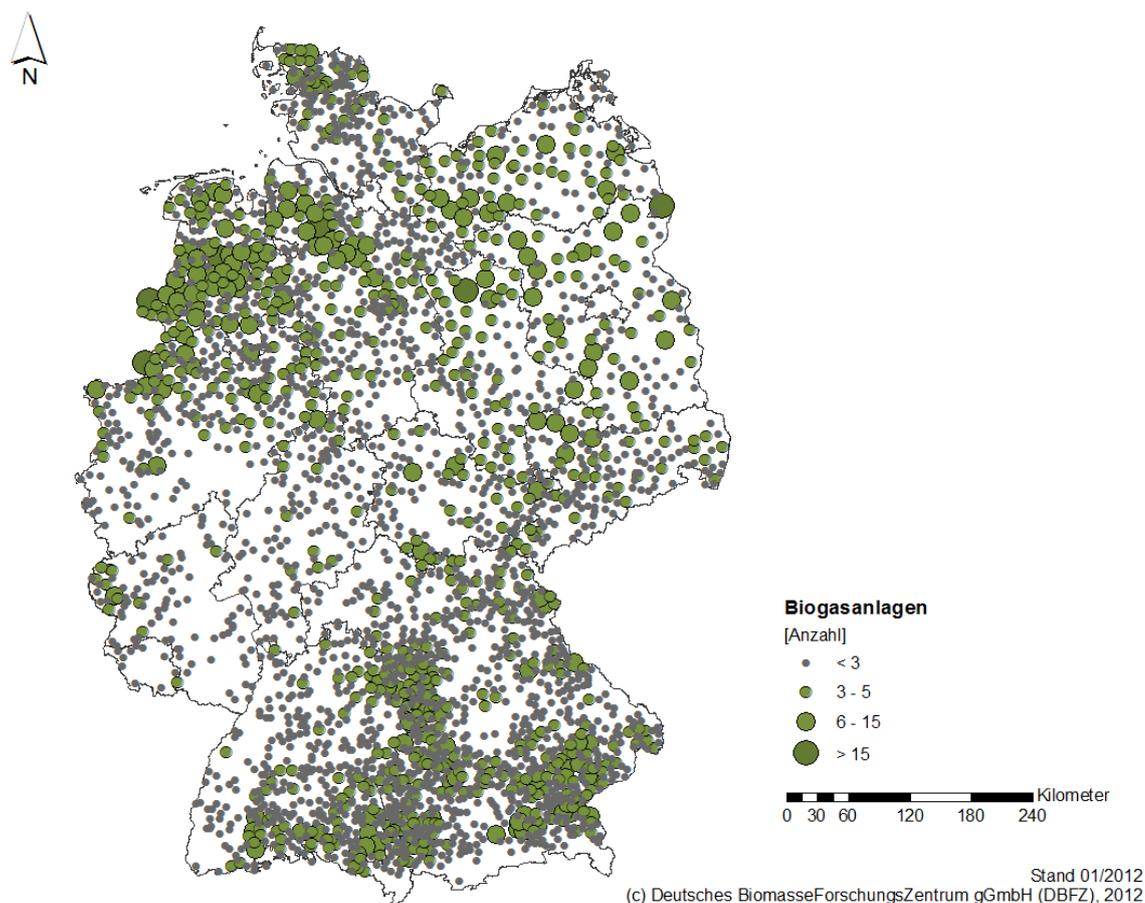


Abb. 3-2: Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen in Deutschland, vereinzelt Standorte von in Bau und Planung befindlichen Biogasanlagen; Bezugsebene: Postleitzahl, Stand 01/2012; Biogasdatenbank DBFZ

In Abb. 3-3 ist die auf Bundeslandebene spezifische installierte elektrische Leistung von Biogasanlagen je Hektar landwirtschaftlicher Nutzfläche dargestellt. Berücksichtigt sind dabei die in Tab. 3-1 aufgeführten Daten zur installierten elektrischen Anlagenleistung auf Bundeslandebene. Dabei wird deutlich, dass vor allem in Niedersachsen und Schleswig-Holstein die installierte elektrische Leistung

⁷ Dopplungen können nicht vollkommen ausgeschlossen werden.

von Biogasanlagen bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche am höchsten ist ($> 200 \text{ kW}_{el}/1\,000 \text{ ha}_{LF}$). Die Darstellung umfasst alle Biogasanlagen – neben dem Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen auch Anlagen mit Einsatz von Wirtschaftsdünger, Bioabfall und Reststoffen. Aus diesem Grund ist die Darstellung leicht verzerrt, da nicht nur landwirtschaftliche Biogasanlagen Berücksichtigung finden. Aufgrund der zum Teil ungenauen Datenlage ist eine Differenzierung nach Anlagenleistung bezogen auf Einsatzstoffe jedoch nicht möglich.

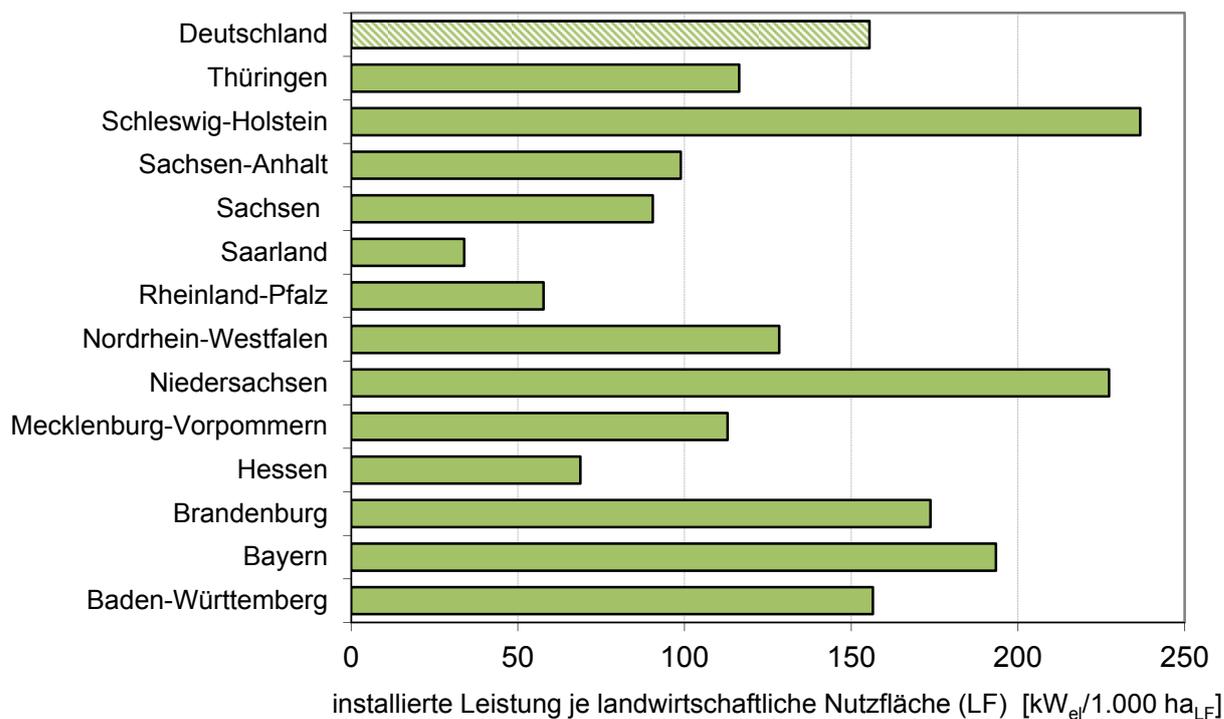


Abb. 3-3: Installierte elektrische Biogasanlagenleistung je Hektar landwirtschaftlicher Nutzfläche, Bezugs Ebene: Bundesland (DESTATIS, 2012)

Die regionale Verteilung der Ende 2011 in Deutschland in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen ist in Tab. 3-2 dargestellt. Niedersachsen weist dabei mit Abstand den größten Anlagenbestand an Biogasaufbereitungsanlagen auf. Daneben sind in Bayern, Sachsen-Anhalt, Brandenburg und Nordrhein-Westfalen zahlreiche Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Betrieb. In den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt weisen die Anlagen sehr hohe durchschnittliche Aufbereitungskapazitäten ($\geq 900 \text{ Nm}^3/\text{h}$) auf (Abb. 3-4). Die sehr hohe durchschnittliche Aufbereitungskapazität in Mecklenburg-Vorpommern ist auf die Anlage in Güstrow (Aufbereitungskapazität $5\,200 \text{ Nm}^3/\text{h}$) zurückzuführen. Auf die gegenwärtig bei der Biogasaufbereitung eingesetzten Technologien wird in Kapitel 3.4 eingegangen.

Tab. 3-2: Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen in Deutschland nach Bundesländern: differenziert nach Anlagenzahl, Aufbereitungskapazität und Anlagenzubau 2011, Stand 31.12.2011

Bundesland	Biogasaufbereitungsanlagen in Betrieb (Anzahl)	installierte Aufbereitungskapazität gesamt (Nm ³ _{Biomethan} /h)	mittlere Aufbereitungskapazität (Nm ³ _{Biomethan} /h)	Biogasanlagenzubau 2011 (Anzahl Nm ³ _{Biomethan} /h)
Baden-Württemberg	7	2 820	402	-
Bayern	10	6 432	643	3 1 590
Berlin	-	-	-	-
Brandenburg	8	7 200	900	4 2 830
Bremen	-	-	-	-
Hamburg	1	350	350	1 350
Hessen	6	2 638	440	2 1 600
Mecklenburg-Vorpommern	5	7 650	1 530	4 2 450
Niedersachsen	19	6 725	354	7 1 990
Nordrhein-Westfalen	8	3 620	452	1 350
Rheinland-Pfalz	-	-	-	-
Saarland	1	550	550	1 550
Sachsen	3	2 100	700	3 2 100
Sachsen-Anhalt	9	8 505	945	4 1 700
Schleswig-Holstein	3	1 760	587	2 1 350
Thüringen	3	1 645	548	2 1 300
Gesamt	83	51 995	626	34 18 160

Die Standorte der Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland sind in Abb. 3-4 differenziert nach der Aufbereitungskapazität der Anlage zum Stand 31.12.2012 (in Betrieb befindliche Anlagen) dargestellt.

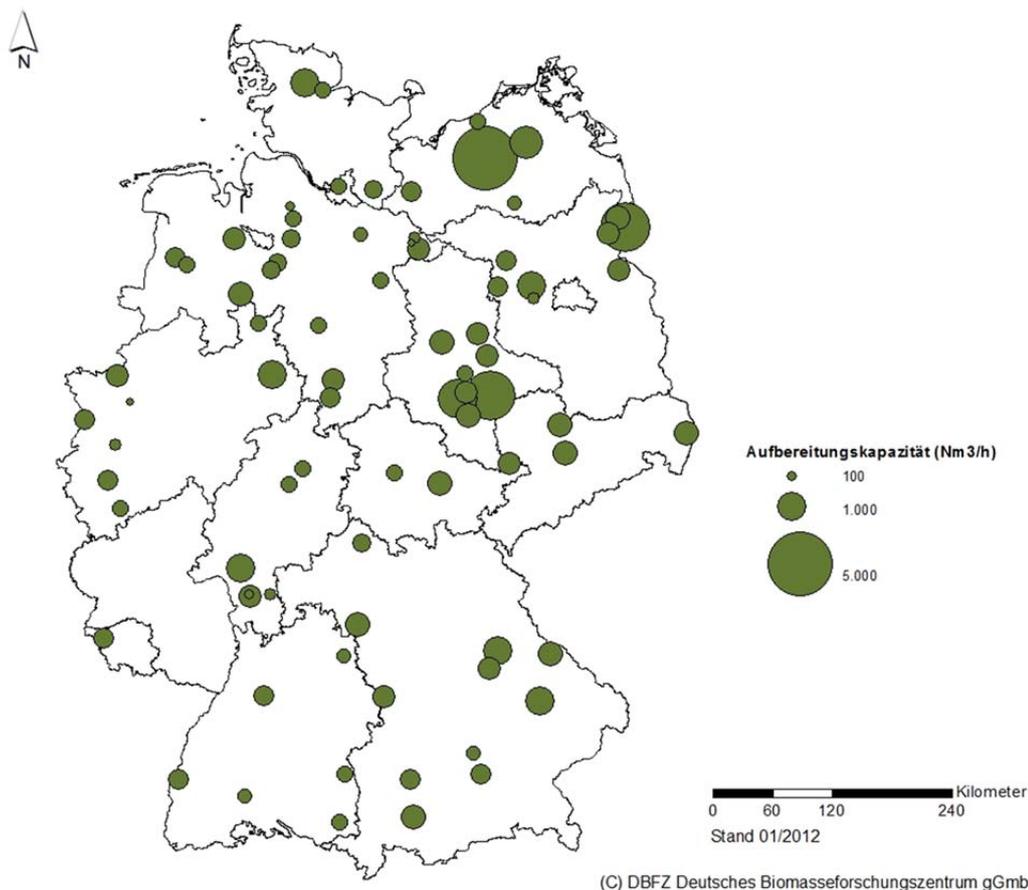


Abb. 3-4: Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland differenziert nach Aufbereitungskapazität (Nm³_{Biomethan}/h), keine Darstellung der Aufbereitungskapazität für die Standorte Uchte, Altena/Bahrendorf und Satuelle, Stand 01/2012

Landkreise

Der Biogasanlagenbestand auf Kreisebene ist in Abb. 3-5 differenziert nach Anlagenzahl, der gesamten installierten elektrischen Anlagenleistung und der durchschnittlichen Anlagenleistung dargestellt. Datengrundlage bilden hierbei die Angaben der Länderinstitutionen – sofern verfügbar – sowie die Biogasdatenbank des DBFZ. Deutlich wird die Konzentration von Biogasanlagen in Süddeutschland und Niedersachsen sowie Mecklenburg-Vorpommern. Bezogen auf die installierte elektrische Gesamtleistung sind in Mecklenburg-Vorpommern und Niedersachsen, sowie in Teilen Schleswig-Holsteins und Bayerns Schwerpunkte zu verzeichnen. Die hohen Gesamtanlagenleistungen auf Landkreisebene in Mecklenburg-Vorpommern (> 30 MW_{el}) sind vor allem auf die infolge der Kreisgebietsreform 2011 reduzierte Anzahl an Landkreisen und kreisfreien Städten und die dadurch flächenmäßig relativ großen Landkreise zurückzuführen. Hinsichtlich der durchschnittlichen installierten Anlagenleistung sind nach wie vor im Süden Deutschlands sowie in Hessen und Rheinland-Pfalz eher Anlagen kleiner bis mittlerer elektrischer Anlagenleistung (< 350 kW_{el}) installiert. Demgegenüber ist die mittlere Anlagenleistung vor allem im Norden und Osten des Landes deutlich höher (vgl. Tab. 3-1). Während die mittlere Anlagenleistung in Bayern bei rund 284 kW_{el} liegt, verzeichnen die Biogasanlagen in Brandenburg im Mittel eine installierte elektrische Anlagenleistung von rund 624 kW_{el}.

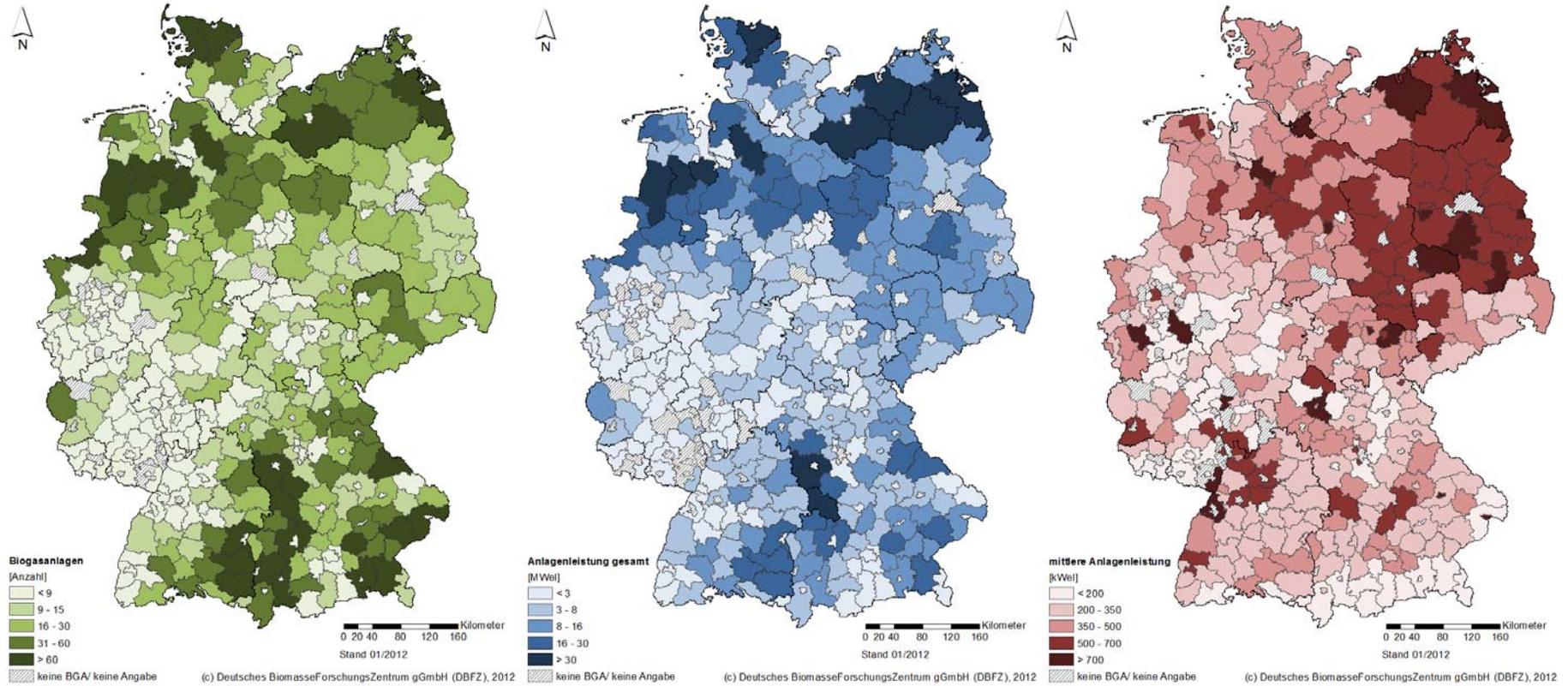


Abb. 3-5: Anlagenzahl, installierte elektrische Gesamtleistung und mittlere elektrische Anlagenleistung der Biogasanlagen in Deutschland, Stand 01/2012; Bezugsbene: Landkreis, Biogasdatenbank DBFZ (HARDERS, 2012; LFL, 2012b; MLR, 2012; PLAGEMANN, 2012)

Die installierte elektrische Anlagenleistung, bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche auf Landkreisebene, ist in Abb. 3-6 dargestellt. Es wird deutlich, dass vor allem in Süddeutschland und Niedersachsen die installierte Biogasleistung, bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche, hoch ist. Konzentrationen sind dabei in den Landkreisen Oldenburg und Cloppenburg (Niedersachsen) und Weißenburg-Gunzenhausen, Ansbach, Donau-Ries, Dillingen und Altötting (Bayern) mit einer installierten Biogasleistung $> 400 \text{ kW}_{el}/1000 \text{ ha}_{LF}$ aufzufinden. Zudem verzeichnen zahlreiche kreisfreie Städte eine sehr hohe installierte elektrische Leistung bezogen auf die landwirtschaftliche Nutzfläche. Das ist vorrangig auf die geringe landwirtschaftliche Fläche in den Städten zurückzuführen und zeigt zudem auf, dass diese Darstellung den Aspekt der Substrattransporte aus umliegenden Landkreisen zu den Biogasanlagen nicht abbilden kann.

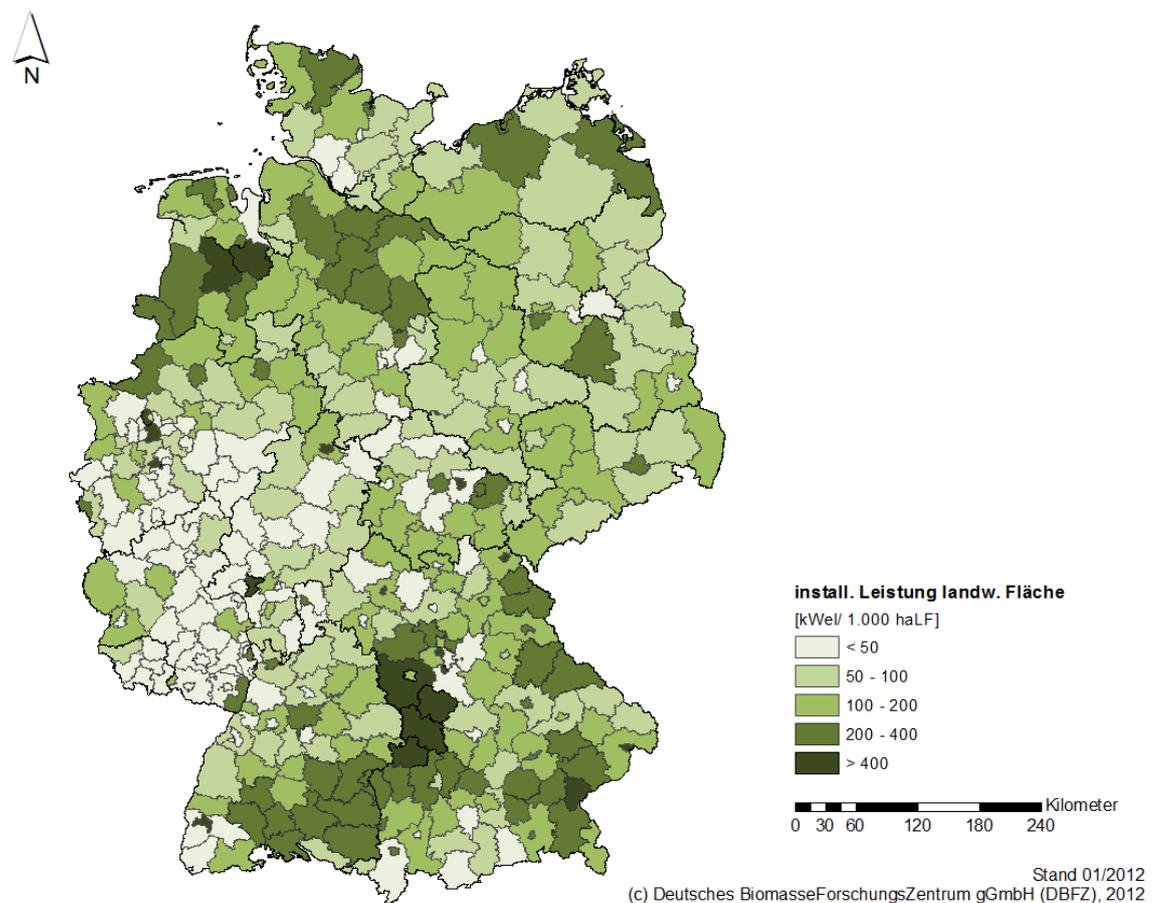


Abb. 3-6: Installierte elektrische Anlagenleistung (Biogas) bezogen auf 1 000 ha landwirtschaftliche Nutzfläche (LF); Bezugsebene: Landkreis (STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER, 2012)

3.2 Betreiberbefragung Biogas

3.2.1 Vorgehensweise und Statistik

Im Hinblick auf die Analyse und Bewertung der Entwicklung und des Standes der Biogasnutzung in Deutschland (Vor-Ort-Verstromungsanlagen) wurde wie in den vergangenen Jahren eine Betreiberbefragung durchgeführt. Ziel der Befragung ist es, für eine möglichst große Anzahl von Biogasanlagen eine praxisnahe Erhebung durchzuführen, mit der repräsentative Daten zur Anlagentechnik, zum Substrateinsatz, zur Flächennutzung, sowie zu Anlagenerweiterungen und Praxisproblemen erfasst

werden. Im Rahmen dieser Befragung wurden im Dezember 2011 Fragebögen an 5 185 Biogasanlagenbetreiber versandt. Damit wurden insgesamt ca. 72 % des gesamten Biogasanlagenparks Ende 2011 befragt. Zudem bestand für die Biogasanlagenbetreiber die Möglichkeit, den Fragebogen als Online-Fragebogen auszufüllen.

Die Betreiber wurden zu folgenden Aspekten befragt:

- Anlagengenehmigung
- installierte elektrische Gesamtleistung
- Vergütung nach EEG inkl. Bonidifferenzierung (Boni nach EEG 2004 und EEG 2009)
- beabsichtigte Vergütungsumstellung (Direktvermarktung, Flexibilitätsprämie)
- eingespeiste Strommenge, Eigenstrombedarf
- Betriebsstunden
- Anlagenerweiterungen, Differenzierung einzelner BHKW
- Art der Gasnutzung
- elektrischer/ thermischer Wirkungsgrad
- Gasfackel
- Wärmenutzungsgrad, Art der Wärmenutzung, Eigenwärmeverbrauch
- Verfahren
- Abdeckung Gärrestlager
- Gärrestaufbereitung und -verwertung
- Abgasbehandlung, Entschwefelung
- Ausfallzeiten/ Leistungsminderung
- Maßnahmen zur Anlagenerweiterung bzw. Erhöhung der Effizienz
- Substrateinsatz (Art, Menge, Kosten, durchschnittliche Transportentfernung)
- Flächenumfang für den Anbau landwirtschaftlicher Rohstoffe zur Biogasproduktion

Im Hinblick auf die Vergleichbarkeit der Daten und einer Zusammenfassung zur Entwicklung des Biogasanlagenbestandes nach EEG 2009 ist der Fragebogen im Wesentlichen identisch zur Vorjahresbefragung. Einige wenige Fragestellungen wurden gegenüber dem Vorjahr neu aufgenommen bzw. detaillierter abgefragt. Neu aufgenommen wurden dabei folgende Fragestellungen:

- Absicht der Betreiber eine Vergütungsumstellung nach EEG 2012 – Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie und Wechsel zu Direktvermarktung – vorzunehmen,
- eine detaillierte Abfrage der BHKW (Inbetriebnahme, installierte Leistung, Art des BHKW)
- Ausfallzeiten sowie
- Maßnahmen zur Anlagenerweiterung oder Erhöhung der Effizienz nach Inbetriebnahme der Anlage.

Im Vergleich zum Vorjahr konnte die Anzahl der für die Auswertung zur Verfügung stehenden Rückantworten gesteigert werden. Während im Vorjahr insgesamt 696 Fragebögen für die Auswertung berücksichtigt werden konnten, stehen für die aktuelle Befragung insgesamt 752 Rückmeldungen zur Verfügung. Das entspricht etwa 10,4 % des Biogasanlagenbestandes Ende 2011.

Unter den Rückläufen gaben 8 Betreiber an, dass es sich bei der Anlage um eine Klärgasanlage handelt. Weitere 5 Anlagenbetreiber gaben an, dass die Biogasanlage stillgelegt wurde. Sofern bekannt, lagen die Inbetriebnahmejahre dieser stillgelegten Anlagen vor 2002. Angaben zum Zeitpunkt der Stilllegung

wurden nur vereinzelt vorgenommen. Zwei der Anlagen wurden 2006 stillgelegt, eine Anlage im Jahr 2008. Stilllegungen erfolgten aufgrund von Havarien oder baulicher Fehler, sofern dies bei der Befragung vermerkt wurde. Diese Angaben lassen keine Rückschlüsse auf Stilllegungen von Biogasanlagen im vergangenen Jahr zu. Generell ist davon auszugehen, dass Stilllegungen eine untergeordnete Rolle spielen. Weiterhin gaben zwei Anlagenbetreiber an, dass ihre Anlage keine Biogasanlage sei, die eine Vergütung nach EEG erhält. In einem Fall wird die Anlage als Versuchsbetrieb auf Basis von Küchenabfällen und Molke betrieben, in einem anderen Fall wird das anfallende Biogas werksintern als Erdgassubstitut genutzt, dient jedoch nicht der Verstromung und Einspeisung. Damit stehen im Rahmen der Auswertung der Betreiberbefragung 2011/12 insgesamt 729 Rückmeldungen von Biogasanlagenbetreibern zur Verfügung, wobei jedoch nicht immer für alle Befragungspunkte eine vollständige Beantwortung erfolgte.

3.2.2 Rücklauf der Befragung

Im Rahmen der Biogasanlagenbetreiberbefragung 2011/12 konnten insgesamt 729 ausgefüllte Fragebögen erfasst und für die Auswertung zum Bestand und zur Entwicklung von Biogasanlagen in Deutschland herangezogen werden. Davon befinden sich derzeit 14 Anlagen in Bau und Planung (voraussichtliche Inbetriebnahme 2012/13). 7 weitere Anlagen sind nach Angaben der Betreiber gegenwärtig aufgrund von Umbaumaßnahmen, Umstellungen des Substratinputs oder Störungen vorübergehend außer Betrieb. Diese Anlagen werden in den nachfolgenden Auswertungen der Betreiberbefragung dennoch mit berücksichtigt, da die Anlagen i.d.R. im vergangenen Jahr, zumindest zeitweise, Strom eingespeist haben.

In Abb. 3-7 ist die regionale Verteilung der Biogasanlagenstandorte, die im Rahmen der Befragung angeschrieben wurden und die an der Befragung teilgenommen haben und somit für eine Auswertung zur Verfügung stehen, dargestellt.

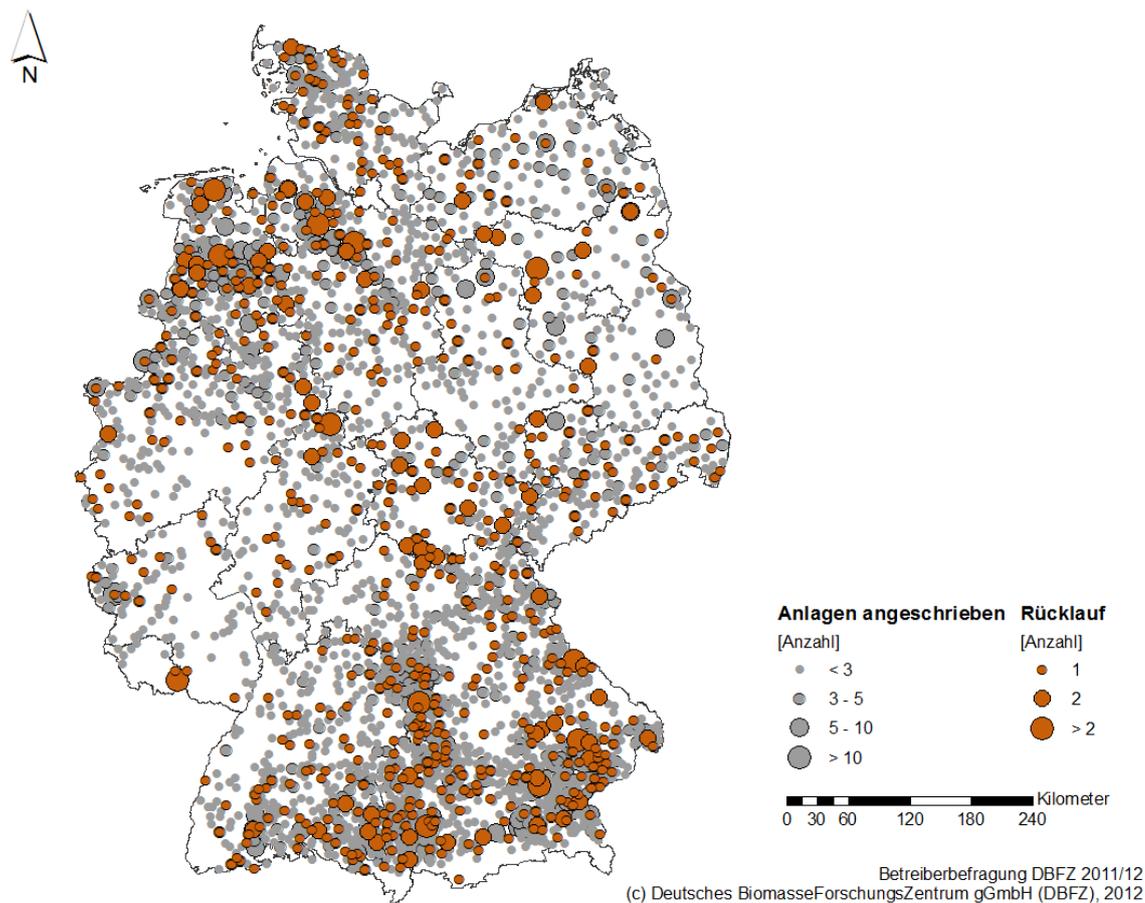


Abb. 3-7: Betreiberbefragung DBFZ 2011/12

Insgesamt wurden im Rücklauf der Befragung 26 Biogasanlagen erfasst, die im Jahr 2011 in Betrieb gegangen sind. Für das Inbetriebnahmejahr 2009 wurden im Rahmen der Befragung 83 Biogasanlagen erfasst, für eine Inbetriebnahme 2010 insgesamt 81 Anlagen. Damit stehen für die Fragestellung „Neuanlagen nach EEG 2009“ insgesamt 190 Rückmeldungen für die Auswertung zur Verfügung (vgl. Kapitel 3.6). Eine Aufschlüsselung des Rücklaufs der Befragung nach Inbetriebnahmejahr ist in Tab. 3-3 dargestellt.

Tab. 3-3: Rücklauf der Betreiberbefragung 2011/12 - Inbetriebnahmejahr

Inbetriebnahme der Anlage	Rücklauf (Anzahl)	Anteil am Rücklauf (%)
vor 2000	57	7,8
2000 - 2003	111	15,2
2004 - 2008	351	48,1
2009 - 2011	190	26,1
geplant 2012/13	10	1,4
keine Angabe	10	1,4

Nach Angaben der Betreiber zum Substrateinsatz in den Biogasanlagen handelt es sich bei mehr als 90 % der betrachteten Biogasanlagen um landwirtschaftliche Anlagen, in denen Gülle und nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden. Etwa 7 % der Rückmeldungen der Betreiberbefragung sind auf Biogasanlagen zurückzuführen, die überwiegend oder ausschließlich Bioabfälle oder Reststoffe aus der Industrie und Landwirtschaft einsetzen.

Für die Auswertung der Befragung ist zu beachten, dass sich die im Rahmen der Betreiberbefragung erfassten Leistungsangaben auf die installierte Gesamtleistung einer Betriebsstätte beziehen und damit Anlagenstandorte, an denen mehr als eine „Biogasanlage nach EEG“ (Gewährung der Vergütung für Einzelanlagen nach EEG) zu einer Betriebsstätte zusammengefasst sind. Damit ist für die nachfolgenden Auswertungen der Begriff Biogasanlage demnach bezogen auf die Betriebsstätte Biogas (Vergärung und anschließende Verstromung des erzeugten Biogases). Im Rahmen der Befragung ist es nicht möglich, „Biogasanlagen nach EEG“ mit allen zu betrachtenden Aspekten detailliert zu erfassen.

3.2.3 Repräsentativität der Befragung

Im Hinblick auf die in den nachfolgenden Kapiteln dargestellten Ergebnisse der Befragung soll an dieser Stelle auf die Repräsentativität der Betreiberbefragung eingegangen werden. Dabei soll die Repräsentativität anhand von zwei Aspekten für den Rücklauf der Befragung betrachtet werden:

- regionale Verteilung der Rückmeldungen und Rücklaufquoten; Bezugsebene: Bundesland
- Verteilung der installierten elektrischen Anlagenleistung (Größenklassenverteilung)

Die **regionale Verteilung der Rückmeldungen** der Befragung sowie Angaben des Rücklaufs bezogen auf den Anlagenbestand sind in Tab. 3-4 dargestellt. Insgesamt konnte bei der Befragung eine Rücklaufquote von 14 % erzielt werden. Diese liegt damit leicht unter der des Vorjahres (17 %). Die absolute Anzahl der Rückmeldungen ist jedoch aufgrund der gesteigerten Anzahl versandter Fragebögen höher.

Die Verteilung des Rücklaufs auf Bundeslandebene weist eine sehr gute Übereinstimmung mit der realen Verteilung des Biogasanlagenbestandes in Deutschland auf. Die Bundesländer, die die größte Bedeutung am Biogasanlagenbestand – bezogen auf die Anlagenzahl – in Deutschland einnehmen (Bayern, Niedersachsen, Baden-Württemberg), nehmen auch den größten Anteil der Rückmeldungen ein. Lediglich für Thüringen kann ein erhöhter Anteil am Rücklauf festgestellt werden. Das ist vor allem auf den direkten Kontakt zu Anlagenbetreibern und Unterstützung des Versandes der Fragebögen durch die Thüringer Landesanstalt für Landwirtschaft als Projektpartner zurückzuführen. Der Rücklauf zeigt dennoch regionale Unterschiede. Für die Mehrheit der Bundesländer konnten zwischen 9 und 15 % des Anlagenbestandes über die Befragung erfasst werden, die für eine Auswertung zur Verfügung stehen. Hohe Rückläufe wurden – unter Ausklammerung der Stadtstaaten Hamburg und Bremen – vor allem in Thüringen, Sachsen, Hessen und Rheinland-Pfalz erreicht. Dagegen konnten in Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen verhältnismäßig geringe Rückläufe gegenüber dem Anlagenbestand erreicht werden. Hier stehen weniger als 10 % des Anlagenbestandes für eine Auswertung zur Verfügung. Aufgrund dessen ist eine regionale Auswertung der zugrundeliegenden Daten nur in begrenztem Umfang möglich. Bundesländer, in denen hohe Rückläufe, bezogen auf den Anlagenbestand, erzielt wurden, werden daher besser abgebildet als Bundesländer mit vergleichsweise wenigen Rückläufen. Für die Bewertung des Anlagenbestandes in Deutschland sind diese Aspekte bei der Auswertung und Interpretation zu berücksichtigen.

Tab. 3-4: Rücklauf der Betreiberbefragung 2011/12 – regionale Verteilung bezogen auf die Anlagenzahl

Bundesland	Rücklauf			Anlagenbestand (GG)
	Rücklauf (Anzahl)	Anteil am Rücklauf (%)	Anteil des Rücklaufs am Anlagenbestand BL (%)	Verteilung Gesamtanlagenbestand Deutschland (%)
Baden-Württemberg	75	10,3	9,4	11,3
Bayern	244	33,5	10,3	33,6
Berlin	0	0	-	0
Brandenburg	26	3,6	10,3	3,6
Bremen	1	0,1	25,0	0,1
Hamburg	1	0,1	100,0	0,01
Hessen	26	3,6	14,9	2,5
Mecklenburg-Vorpommern	18	2,5	7,5	3,4
Niedersachsen	131	18,0	10,1	18,4
Nordrhein-Westfalen	50	6,9	9,1	7,8
Rheinland-Pfalz	17	2,3	14,2	1,7
Saarland	1	0,1	10,0	0,1
Sachsen	37	5,1	17,1	3,1
Sachsen-Anhalt	13	1,8	5,9	3,3
Schleswig-Holstein	39	5,3	7,0	8,0
Thüringen	50	6,9	22,1	3,2
Gesamt	729	100	10,3	100

GG – Grundgesamtheit, BL – Bundesland

Im Hinblick auf die **Größenklassenverteilung** der installierten elektrischen Leistung der Anlagen, die in die Auswertung eingehen, zeigt sich, dass vor allem Anlagen der Größenklassen 151 – 500 kW_{el} und 501 - 1 000 kW_{el} dominieren. Eine Gegenüberstellung dieser Verteilung zum Gesamtanlagenbestand zeigt, dass die Anlagen im Leistungsbereich ≤ 150 kW_{el} dabei unterrepräsentiert sind, wohingegen die Größenklassen 501 – 1 000 kW_{el} und $> 1 000$ kW_{el} überrepräsentiert sind (Tab. 3-5). Diese Abweichungen sind darauf zurückzuführen, dass sich die im Rahmen der Betreiberbefragung erfassten Leistungsangaben auf die installierte Gesamtleistung einer Betriebsstätte beziehen und damit Anlagenstandorte, an denen sich mehr als eine „Biogasanlage nach EEG“ (Gewährung der Vergütung für Einzelanlagen nach EEG) befindet, zu einer Betriebsstätte zusammengefasst werden (vgl. Kapitel 3.2.2). Daher ist für alle nachfolgenden Auswertungen hinsichtlich der Größenklassenverteilung zu berücksichtigen, dass diese sich auf die installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort – und damit nicht übereinstimmend mit den nach EEG definierten Biogasanlagen (Anlagenbegriff) – beziehen. Dies

wird in den Auswertungen entsprechend gekennzeichnet. Nachfolgend bezieht sich der Begriff Biogasanlage demnach auf die Betriebsstätte Biogas (Vergärung und anschließende Verstromung).

Tab. 3-5: Rücklauf der Betreiberbefragung 2011/12 – Größenklassenverteilung und Anteil am Gesamtanlagenbestand

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW _{el})	Rücklauf		Anlagenbestand (GG)
	Rücklauf (Anzahl)	Anteil am Rücklauf (%)	Verteilung Gesamtanlagenbestand ⁸ Deutschland (%)
≤ 70	57	7,8	10,4
71 – 150	60	8,2	11,0
151 – 500	383	52,2	61,0
501 – 1 000	171	23,5	13,9
> 1 000	49	6,7	3,7
keine Angaben	9	1,2	

*installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort; GG – Grundgesamtheit

Unter Berücksichtigung der Größenklassenverteilung und regionalen Verteilung des Rücklaufs ist insgesamt von einer repräsentativen Verteilung für eine Gesamtbetrachtung „Biogasanlagen in Deutschland“ auszugehen.

Hinsichtlich der Inbetriebnahmezeitpunkte der betrachteten Anlagen stellt sich eine gleichmäßige Verteilung dar (Tab. 3-3). Zu berücksichtigen ist, dass die im Jahr 2011 neu in Betrieb gegangenen Anlagen im Rahmen der Befragung lediglich mit 26 Rückmeldungen abgebildet werden. Das entspricht rund 2 % des Zubaus im vergangenen Jahr. Aufgrund dessen können Aussagen zu Neuanlagen (Inbetriebnahme 2011) nur mit Einschränkungen getroffen werden. Die in Kapitel 3.6 dargestellte Zusammenfassung zur Anlagenentwicklung nach EEG 2009 (Inbetriebnahmejahre 2009, 2010 und 2011) ist dagegen mit insgesamt 190 zur Auswertung stehenden Rückmeldungen gut abgebildet.

3.2.4 Ergebnisse – Genehmigung und Vergütung der Biogasanlagen

Genehmigung

Bei der Genehmigung von Biogasanlagen kommen verschiedene Genehmigungsverfahren zur Anwendung: die baurechtliche Genehmigung oder eine Genehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz (BImSchG). Gemäß der vierten Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes (4. BImSchV) ist festgelegt, welche Biogasanlagen einer immissionsschutzrechtlichen Genehmigung bedürfen oder ob ein baurechtliches Genehmigungsverfahren ausreichend ist. Entscheidende Faktoren sind dabei Menge, Art und Herkunft der eingesetzten Substrate sowie die Feuerungswärmeleistung der Anlage.

⁸ Zugrunde liegende Daten zum Anlagenbestand: Angaben von Länderinstitutionen, Angaben und Referenzen von Biogasanlagenherstellern und Betreiberdatenbank des DBFZ

Die Auswertung der Betreiberbefragung zeigt, dass die baurechtliche Genehmigung und die Genehmigung nach BImSchG in der Praxis etwa gleichverteilt zur Anwendung kommen. Etwas mehr als die Hälfte der Biogasanlagen (ca. 51 %) hat eine baurechtliche Genehmigung erhalten, ein immissionsschutzrechtliches Genehmigungsverfahren haben etwa 48 % der Biogasanlagen durchlaufen. Die Durchführung einer zur Genehmigung nach BImSchG zusätzlichen Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) erfolgt nur in sehr seltenen Fällen (Abb. 3-8).

Nach Angaben der Betreiber haben ca. 60 % der Neuanlagen, die 2011 in Betrieb gegangen sind, eine Genehmigung nach BImSchG erhalten. Etwa 40 % der Anlagen sind nach Baurecht genehmigt (n=26).

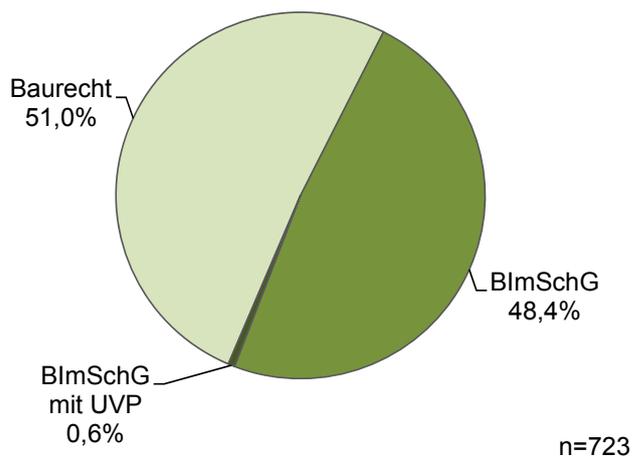


Abb. 3-8: Verteilung der Art des Genehmigungsverfahrens bei Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Vergütungsstruktur

Mit der Neufassung des EEG 2009 und der damit verbundenen Einführung neuer Boni ergibt sich eine Vielzahl an Kombinationen der Vergütungsstruktur für Biogasanlagen. Unter Berücksichtigung der genauen Art der Boni hinsichtlich der unterschiedlichen Fassungen des EEG (EEG 2004, EEG 2009) wird eine detaillierte Aufschlüsselung der in Anspruch genommenen Vergütungen sehr komplex. Die relative Verteilung der in Anspruch genommenen Vergütungskombinationen der befragten Biogasanlagen ist in Abb. 3-9 dargestellt. Berücksichtigt wurden dabei alle Rückmeldungen der Betreiber, die Angaben zur Vergütung vorgenommen haben (n=703).

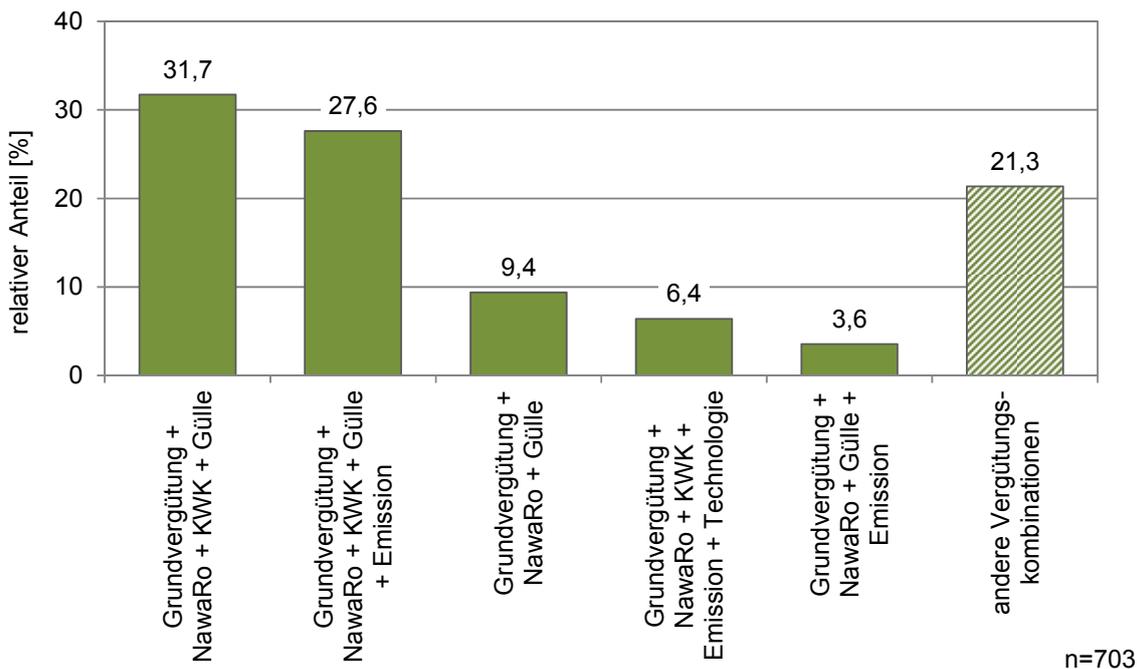


Abb. 3-9: relative Häufigkeit von in Anspruch genommenen Vergütungskombinationen für Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Wie Abb. 3-9 zeigt, erhalten etwa 32 % der Biogasanlagenbetreiber neben der Grundvergütung sowohl den NawaRo- als auch den KWK- und Gülle-Bonus. Rund 28 % der Betreiber erhalten zusätzlich zum NawaRo-, KWK- und Gülle-Bonus die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung (in Abb. 3-9 mit „Emission“ bezeichnet). Damit erhalten knapp 60 % der Biogasanlagenbetreiber genau eine dieser beiden Vergütungskombinationen. Etwa 9 % der Anlagenbetreiber erhalten neben der Grundvergütung nur den NawaRo- und Gülle-Bonus. Neben den in Abb. 3-9 benannten fünf Vergütungskombinationen werden zahlreiche weitere Vergütungskombinationen in Anspruch genommen. Diese sind in Abb. 3-9 unter der Kategorie „andere Vergütungskombinationen“ zusammengefasst und haben jeweils einen Anteil von weniger als 3 % am Anlagenbestand. Nach Angaben der Betreiber erhalten etwa 2,5 % der Biogasanlagen lediglich die Grundvergütung und keine weiteren Boni.

Inanspruchnahme der Boni

Ausgehend von den in Anspruch genommenen Vergütungskombinationen und der im Rahmen der Befragung erhobenen Art der Boni bezüglich der unterschiedlichen EEG-Fassungen (bspw. KWK-Bonus 2004, KWK-Bonus 2009) können die einzelnen Boni hinsichtlich der Häufigkeit der Inanspruchnahme aufgeschlüsselt werden. In Tab. 3-6 sind die Ergebnisse der Betreiberbefragung diesbezüglich für den Biogasanlagenbestand dargestellt. Wie bereits anhand der Vergütungskombinationen ersichtlich, erhält die Mehrzahl der Biogasanlagenbetreiber (ca. 93 %) den NawaRo-Bonus. Der KWK-Bonus wird von rund 80 % der Anlagenbetreiber in Anspruch genommen, den Gülle-Bonus erhalten ca. 77 % der Betreiber. Zudem nehmen annähernd 50 % der Betreiber die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung in Anspruch. Damit wird deutlich, dass insbesondere der mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 eingeführte Gülle-Bonus und die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung eine breite Anwendung finden. Dagegen erhalten lediglich rund 12 % der Anlagenbetreiber den Technologie-Bonus. Von den befragten Anlagenbetreibern gaben 31 Betreiber an, den Bonus für den Einsatz von

Landschaftspflegematerial zu erhalten. Hierbei ist davon auszugehen, dass Landschaftspflegematerialien im Sinne der weiten Auslegung der Clearingstelle eingesetzt werden. Das zeigt gegenüber den Vorjahren eine leichte Steigerung bei der Inanspruchnahme dieses Bonus. Dennoch wird der Landschaftspflegebonus insgesamt nur sehr selten beansprucht. Im Vergleich zu den Ergebnissen des Vorjahres wird vor allem die Vergütungserhöhung für die Emissionsminderung von einer zunehmenden Anzahl an Biogasanlagen in Anspruch genommen.

Tab. 3-6: Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung für Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

	NawaRo	KWK	Gülle	Landschafts- pflege	Technologie	Vergütungs- erhöhung für Emissions- minderung	keine Boni
Anzahl der Rückmeldungen	655	568	545	31	88	328	18
Anteil an Rückmeldungen (%) (n=703)	93,2	80,8	77,5	4,4	12,5	46,7	2,5

Im Hinblick auf die Neuanlagen, die im Jahr 2011 in Betrieb gegangen sind, zeigt sich eine ähnliche Inanspruchnahme der Boni. Nach Angaben der Betreiber nehmen ca. 96 % der Neuanlagen den NawaRo-Bonus in Anspruch, den Gülle-Bonus erhalten ca. 92 % der Betreiber. Der KWK-Bonus wird dagegen von nur rund 77 % der im Jahr 2011 neu in Betrieb genommenen Biogasanlagen in Anspruch genommen. Rund 46 % der Neuanlagen erhalten die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung. Bei den befragten Neuanlagen wird der Landschaftspflegebonus von einer Anlage genutzt, den Technologie-Bonus erhält keine Anlage (n=24).

Der **KWK-Bonus** wird gegenwärtig rund 80 % der Biogasanlagen gewährt (Tab. 3-6). Nach Angaben der Betreiber erhalten etwas weniger als 80 % der Neuanlagen (Inbetriebnahme 2011) den KWK-Bonus.

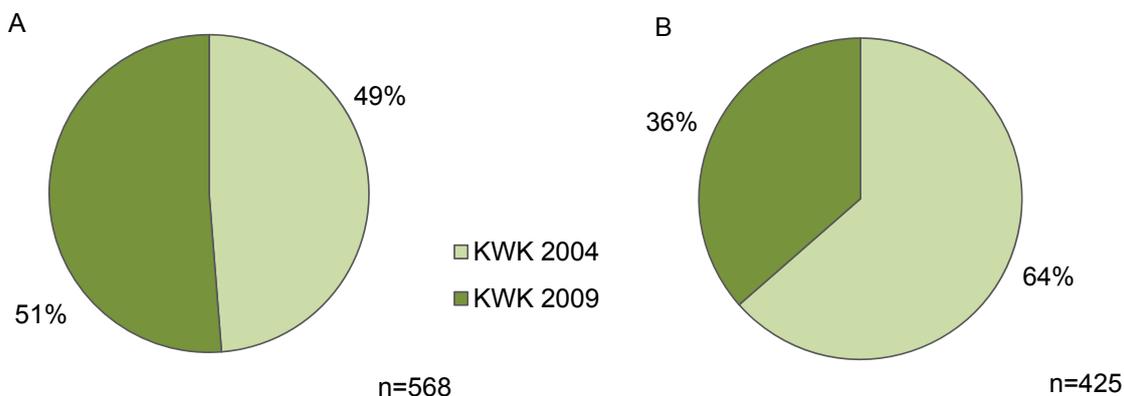


Abb. 3-10: Inanspruchnahme des KWK-Bonus differenziert nach KWK-Bonus 2004 und KWK-Bonus 2009 (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12); A – Anlagenbestand, B – Inbetriebnahme vor 2009

Eine Differenzierung nach Art des KWK-Bonus zeigt, dass die Inanspruchnahme des KWK-Bonus 2004 und 2009 etwa gleichverteilt ist. Rund 51 % der Betreiber erhalten den KWK-Bonus 2009 (Abb. 3-10 – A). Von den Anlagen, die vor 2009 in Betrieb gegangen sind und demnach nicht automatisch unter das EEG 2009 fallen, nehmen jedoch nur rund 36 % der Betreiber den KWK-Bonus nach EEG 2009 in Anspruch (Abb. 3-10 – B). Dies zeigt, dass die mit dem erhöhten KWK-Bonus 2009 gesetzten Anreize zur verbesserten Wärmenutzung für die Bestandsanlagen nur eine begrenzte Wirkung haben. Ursachen sind dabei zum einen die Tatsache, dass zahlreiche Anlagen die Anforderungen an den neuen KWK-Bonus nicht erfüllen. Zum anderen wird aus Sicht der Anlagebetreiber die Nachweispflicht durch einen Umweltgutachter als zusätzlicher Aufwand gesehen.

Nach Angaben der Betreiber erhalten gegenwärtig etwa 77 % der Biogasanlagenbetreiber den **Gülle-Bonus** für den Einsatz von Gülle und Festmist. Bei den Neuanlagen wird der Bonus sogar von mehr als 90 % der Betreiber in Anspruch genommen. In Tab. 3-7 ist die Inanspruchnahme des Gülle-Bonus bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung dargestellt. Deutlich wird dabei, dass der Gülle-Bonus vor allem im kleinen und mittleren Leistungsbereich genutzt wird. Insbesondere in den Leistungsklassen 71 – 150 kW_{el} und 151 – 500 kW_{el} nehmen mehr als 85 % der Biogasanlagen den Gülle-Bonus in Anspruch. Im Leistungsbereich > 500 kW_{el} wird der Gülle-Bonus deutlich weniger genutzt.

Tab. 3-7: Inanspruchnahme des Gülle-Bonus bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW _{el})	Biogasanlagen mit Gülle-Bonus (%)	Biogasanlagen ohne Gülle-Bonus (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	67,9	32,1	56
71 – 150	89,7	10,3	58
151 – 500	87,8	12,2	378
501 – 1 000	63,0	37,0	165
> 1 000	40,0	60,0	45
Gesamt	77,5	22,5	702

*installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Der **Technologie-Bonus** wird gegenwärtig von ca. 12 % der Betreiber von Vor-Ort-Verstromungsanlagen in Anspruch genommen, wobei die Mehrzahl der Betreiber diesen Bonus für das Trockenfermentationsverfahren aufgrund des Technologie-Bonus nach dem EEG 2004 erhält. Die Verteilung des Technologie-Bonus 2004 bzw. 2009 ist in Abb. 3-11 dargestellt. Ein Betreiber erhält den Technologie-Bonus 2004 für den Betrieb einer ORC-Anlage. Für die übrigen Anlagen, die den Technologie-Bonus 2004 erhalten, liegen nach den Rückmeldungen der Befragung keine Informationen vor, die Rückschlüsse darauf zulassen, wofür diese Anlagen den Technologie-Bonus erhalten (dargestellt in der Grafik unter „sonstiges, keine Angabe“).

Von Neuanlagen (Inbetriebnahme 2011) wird der Technologie-Bonus dagegen nur selten genutzt. Hinsichtlich der Inanspruchnahme des Technologie-Bonus nach EEG 2009 (12 Rückmeldungen) gaben

5 Betreiber an, diesen für den ausschließlichen Einsatz von Bioabfällen zu erhalten. Für die übrigen Rückmeldungen liegen keine genaueren Informationen vor (zusammengefasst unter „sonstiges, keine Angabe“).

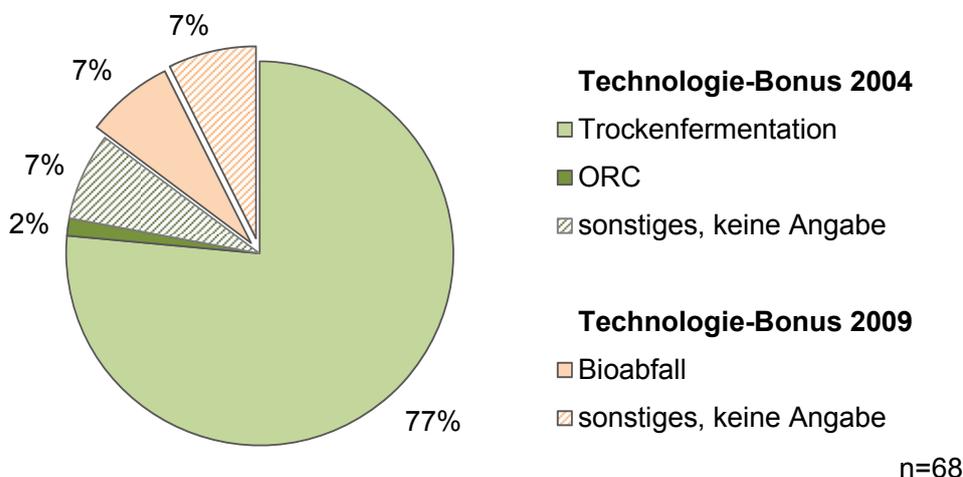


Abb. 3-11: Inanspruchnahme des Technologie-Bonus differenziert nach Technologie-Bonus 2004 und Technologie-Bonus 2009 (Betreiberbefragung 2011/12)

Insgesamt lässt sich festhalten, dass der Technologie-Bonus nach EEG 2009 eher eine untergeordnete Rolle spielt. Der Bonus wird vorrangig Altanlagen gewährt, die diesen für die Trockenfermentation (Technologie-Bonus nach EEG 2004) beanspruchen.

Die **Vergütungserhöhung für Emissionsminderung** wird gegenwärtig von rund 47 % der Biogasanlagenbetreiber in Anspruch genommen. Eine Aufschlüsselung hinsichtlich der Frage, in welchem Leistungsbereich die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung vorrangig genutzt wird, zeigt, dass vor allem Anlagen im mittleren und höheren Leistungsbereich diesen Bonus erhalten (Tab. 3-8). Im Leistungsbereich < 150 kW_{el} wird der Bonus eher selten in Anspruch genommen, während im Leistungsbereich > 500 kW_{el} mehr als 3/4 der Betreiber den Bonus bekommen.

Tab. 3-8: Inanspruchnahme der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW _{el})	Biogasanlagen mit Vergütungserhöhung (%)	Biogasanlagen ohne Vergütungserhöhung (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	0,0	100,0	56
71 – 150	12,1	87,9	58
151 – 500	42,1	57,9	378
501 – 1 000	77,6	22,4	165
> 1 000	73,3	26,7	45
Gesamt	46,7	53,3	702

* installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Vergütungsumstellung nach EEG 2012 – Direktvermarktung

Hinsichtlich des Ausbaus und der Weiterentwicklung der Biogasbranche sind mit dem EEG 2012 – in Kraft getreten am 01.01.2012 – zwei zusätzlich neue Vergütungsanreize eingeführt worden. Zur Förderung der Integration in das Energiesystem wird nach dem EEG 2012 die Direktvermarktung des Stroms durch eine Marktprämie und ergänzend zur Marktprämie durch eine Flexibilitätsprämie gefördert.

Die Direktvermarktung kann in verschiedenen Formen sowie als anteilige Direktvermarktung nach § 33f des EEG 2012 erfolgen. Für Anlagen mit einer installierten Leistung $> 750 \text{ kW}_{\text{el}}$, die ab 2014 in Betrieb genommen werden, ist die Direktvermarktung verbindlich. Im Rahmen der Betreiberbefragung wurde erhoben, inwiefern Biogasanlagenbetreiber beabsichtigen, in die Direktvermarktung zu wechseln. Diesbezüglich konnten insgesamt 598 Rückmeldungen der Betreiber erfasst werden. Rund 6 % der Betreiber gaben an, dass sie derzeit hierzu noch keine Angabe vornehmen können. Im Ergebnis der Befragung beabsichtigen von den 564 berücksichtigten Rückmeldungen rund 27 % der Anlagenbetreiber derzeit eine Umstellung auf Direktvermarktung. Eine Aufschlüsselung nach Größenklassen hinsichtlich der Fragestellung, ob der Betreiber plant, den erzeugten Strom direkt zu vermarkten, hat gezeigt, dass eher in den Leistungsbereichen $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$ eine Umstellung zur Direktvermarktung angedacht ist (Tab. 3-9). Vor allem im Leistungsbereich $< 150 \text{ kW}_{\text{el}}$ beabsichtigen Betreiber zum Zeitpunkt der Befragung nur sehr selten eine Direktvermarktung.

Hinsichtlich der Art der Direktvermarktung geben derzeit rund 57 % der Betreiber an, den erzeugten Strom nur anteilig direkt vermarkten zu wollen ($n=122$). Von den 2011 neu in Betrieb gegangenen Anlagen planen zum Zeitpunkt der Befragung rund 1/3 der Betreiber eine Umstellung auf die Option der Direktvermarktung ($n=18$).

Tab. 3-9: Absicht zur Umstellung auf Direktvermarktung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW_{el})	Umstellung auf Direktvermarktung (%)	keine Umstellung auf Direktvermarktung (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	8	92	36
71 – 150	2	98	51
151 – 500	20	80	302
501 – 1 000	47	53	137
$> 1 000$	66	34	38
Gesamt	27	73	564

* installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Die Flexibilitätsprämie wird für die Bereitstellung zusätzlicher installierter Leistung für die bedarfsgerechte Stromerzeugung im Rahmen der Direktvermarktung ergänzend zur Marktprämie gewährt (§ 33i). Im Rahmen der Betreiberbefragung wurde erhoben, inwiefern Anlagenbetreiber eine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie beabsichtigen. Rund 77 % der Anlagenbetreiber gaben an, dass sie nicht beabsichtigen die Flexibilitätsprämie in Anspruch zu nehmen und damit, im Rahmen der Direktvermarktung, zusätzliche installierte Leistung für die bedarfsgerechte Stromproduktion

bereitstellen. Rund 17 % der Betreiber planen die Flexibilitätsprämie zu beanspruchen (Abb. 3-12). Hinsichtlich der geplanten Umstellung auf Direktvermarktung (ca. 26 % der Betreiber) beabsichtigen 4 % eine Umstellung auf Direktvermarktung aber keine Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie. Rund 6 % der Betreiber gaben an, dass sie derzeit noch keine Angaben zu einer beabsichtigten Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vornehmen können, auch wenn sie eine Umstellung auf Direktvermarktung planen. Etwa 5 % der Betreiber schließen die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie aus, auch wenn die Möglichkeit Direktvermarktung des Stroms noch offen ist.

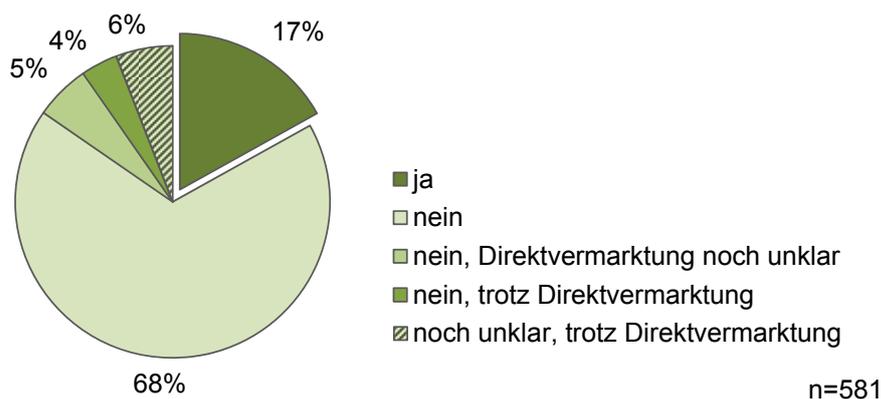


Abb. 3-12: Absicht zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie im Rahmen der Direktvermarktung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Es gilt zu beachten, dass zum Zeitpunkt der Betreiberbefragung noch keine Erfahrungen mit der Direktvermarktung von Biogasanlagen vorlagen. Sowohl genehmigungsrechtliche wie auch ökonomische Fragen rund um die Markt- und Flexibilitätsprämie waren zu diesem Zeitpunkt noch offen. Sind die ersten Erfahrungen von Anlagen, die bereits die Markt- und Flexibilitätsprämie nutzen, positiv oder negativ, wird dies vermutlich auch Auswirkungen auf die Bereitschaft weiterer Anlagenbetreiber haben.

3.3 Strom- und Wärmeerzeugung

Biogas wird vorrangig zur Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eingesetzt. Neben der Vor-Ort-Verstromung des Biogases wurden in den vergangenen Jahren zunehmend alternative Biogasnutzungsoptionen relevant und umgesetzt. Die Rolle von Mikrogasnetzen zur dezentralen Verstromung des Biogases hat dabei, ebenso wie die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan mit anschließender Gaseinspeisung in das Erdgasnetz, stärker an Bedeutung gewonnen.

Im folgenden Kapitel werden neben der Darstellung zur Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas im Jahr 2011 ausgewählte Parameter des Anlagenbetriebs, die bezüglich der Strom- und Wärmeerzeugung im Rahmen der Betreiberbefragung erhoben wurden, abgebildet.

3.3.1 Stromerzeugung

Auf der Basis der bis Jahresende installierten elektrischen Biogasanlagenleistung (2 850 MW_{el}) beträgt die potenzielle Stromerzeugung aus Biogas im Jahr 2011 etwa 21,4 TWh_{el}⁹. Die reale Stromerzeugung aus Biogas für das Jahr 2011 ist, unter Berücksichtigung der über das Jahr verteilten Inbetriebnahmezeitpunkte der Biogasanlagen, geringer zu schätzen. Aufgrund dessen wird die erzeugte Strommenge aus Biogas im Jahr 2011 auf rund 19,5 TWh_{el}¹⁰ geschätzt. Damit konnte die Stromerzeugung aus Biogas gegenüber dem Vorjahr um etwa 25 % (2010 rund 15,6 TWh_{el}) gesteigert werden. Die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas ist in Abb. 3-13 dargestellt.

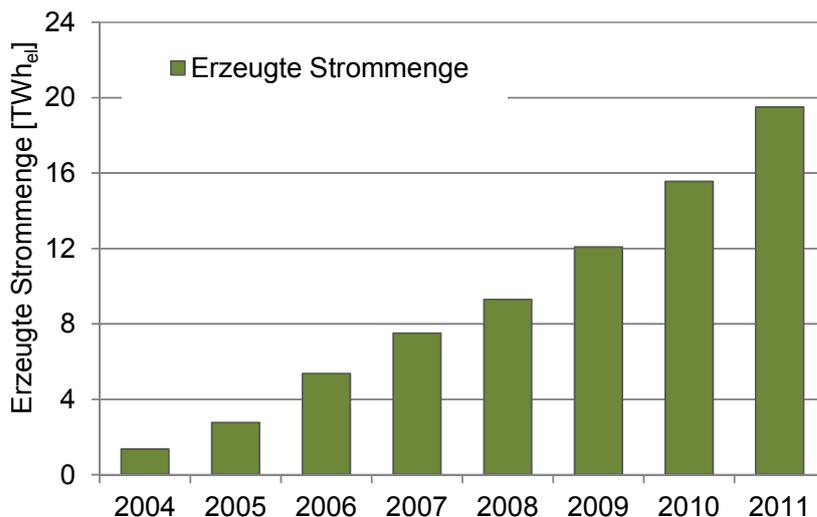


Abb. 3-13: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas in Deutschland 2004-2011

Gasverwertung

Die Biogasnutzung erfolgt in der Regel als gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme in Blockheizkraftwerken (BHKW). Der Einsatz in Verbrennungsmotoren ist Stand der Technik. Als Verbrennungsmotoren werden dabei überwiegend Gas-Otto-Motoren oder Zündstrahlaggregate eingesetzt. Diese erreichen elektrische Wirkungsgrade bis über 40 %. In der Praxis kommen beide Motorenarten in unterschiedlichen Leistungsklassen zum Einsatz. Während Gas-Otto-Motoren überwiegend im mittleren und höheren Leistungsbereich (> 250 kW_{el}) eingesetzt werden, finden Zündstrahlmotoren überwiegend im kleinen und mittleren Leistungsbereich bis 340 kW_{el} Anwendung. Für Zündstrahlanlagen, die nach 2007 in Betrieb gegangen sind, sind nur noch regenerative Zündöle wie Rapsmethylester (RME) oder andere anerkannte Biomasse als Zünd- und Stützfeuerung zulässig, um den Vergütungsanspruch nach EEG nicht zu verlieren (FNR E.V., 2010).

Wie bereits in Kapitel 3.2.2 dargestellt, erfolgt im Rahmen der Betreiberbefragung die Erfassung von Biogasbetriebsstätten, die in der Auswertung als Biogasanlage bezeichnet werden. Die Anzahl der

⁹ Abschätzung der potenziellen Stromerzeugung aus Biogas auf Basis der installierten elektrischen Anlagenleistung Ende 2011 (2 850 MW_{el}), zugrunde gelegter mittlerer Volllaststundenzahl von 7 650 h, wobei der Zeitpunkt der Inbetriebnahme von Neuanlagen nicht berücksichtigt ist.

¹⁰ Abschätzung der realisierten Stromerzeugung aus Biogas auf Grundlage folgender Annahmen: Volllaststunden des Anlagenbestandes Ende 2010: 7 650 h, Neuanlagen mit Inbetriebnahme im ersten Halbjahr 2011 mit 5 000 Volllaststunden und Neuanlagen mit Inbetriebnahme in der zweiten Jahreshälfte 2011 mit 1 600 Volllaststunden.

BHKW zur Gasverwertung je Biogasanlage variiert dabei zwischen 1 und 5 BHKW je Betriebsstätte. In der Praxis sind zum Teil auch noch deutlich mehr BHKW an einem Standort in Betrieb. Nach Angaben der Betreiber sind im Mittel je Biogasanlagenstandort 1,6 BHKW in Betrieb, wobei Standorte mit einem oder zwei BHKW überwiegen. Diesbezüglich konnten 710 Rückmeldungen der Anlagenbetreiber berücksichtigt werden. Im Ergebnis der Befragung zeigt sich zudem, dass von den im Jahr 2011 neu in Betrieb genommenen BHKW lediglich rund 30 % an neuen Biogasbetriebsstätten installiert sind. Bei etwa 70 % der neu in Betrieb genommenen BHKW handelt es sich demnach um Erweiterungen bestehender Biogasbetriebsstätten bzw. Biogasanlagen. Davon ist der Großteil an Anlagenstandorten installiert, die bereits vor 2009 in Betrieb gesetzt worden sind. Bei rund 26 % der neu in Betrieb gegangenen BHKW handelt es sich um Erweiterungen von Anlagen mit Inbetriebnahmen im Jahr 2009 oder 2010.

Als Verbrennungsmotoren kommen mehrheitlich Gas-Otto-Motoren zum Einsatz. Nach Angaben der Betreiber handelt es sich bei 75 % der BHKW um Gas-Otto-Motoren, wohingegen lediglich in 25 % der Fälle ein Zündstrahl-BHKW zur Verstromung des Biogases eingesetzt wird (Abb. 3-14 – A). Die Anzahl der hierfür zur Verfügung stehenden Angaben aus der Betreiberbefragung liegt mit 1 118 deutlich über der Anzahl an Rückmeldungen (ausgefüllte Fragebögen n=729). Das ist auf die im Rahmen der Befragung einzeln erfassten BHKW (Leistung, Inbetriebnahme und Art des Verbrennungsmotors) sowie auf die Tatsache, dass im Zuge der Befragung nur eine Erfassung von Betriebsstätten (siehe Kapitel 3.2.2) erfolgt, zurückzuführen. Bei den im Jahr 2011 neu in Betrieb gegangenen BHKW spielt der Einsatz von Zündstrahlmotoren mit einem Anteil von 14 % nur noch eine geringe Rolle. Die Verstromung des Biogases erfolgt bei rund 86 % der BHKW, die 2011 in Betrieb gegangen sind, mittels Gas-Otto-Motor (Abb. 3-14 – B).

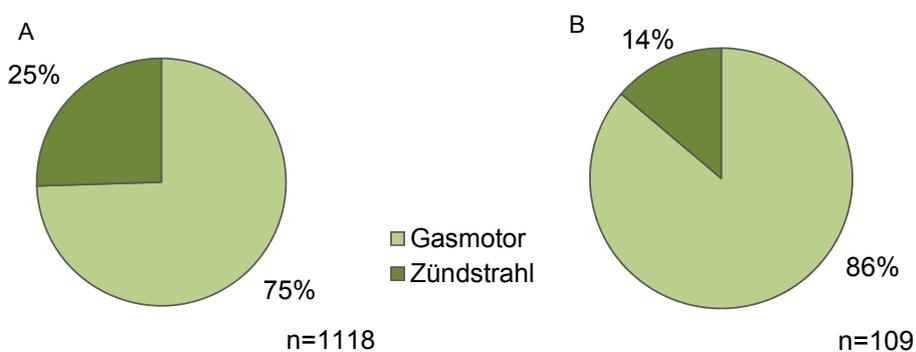


Abb. 3-14: Einsatz von Gas-Otto-Motoren und Zündstrahlmotoren zur Verstromung des Biogases (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12), A – Anlagenbestand, B – Inbetriebnahme 2011

Darüber hinaus kommen vereinzelt **Mikrogasturbinen** zur Strombereitstellung zum Einsatz. Genaue Angaben über die Anzahl am Biogasanlagenbestand liegen hierzu nicht vor. Im Rahmen der Betreiberbefragung gaben 5 Anlagenbetreiber an, eine Mikrogasturbine zur Stromerzeugung einzusetzen. Bezogen auf die Ergebnisse der Befragung entspricht das rund 0,6 % der Biogasanlagen. Die Inbetriebnahmezeitpunkte sind dabei mit 2007, 2009 (2 Anlagen) und 2010 (2 Anlagen) angegeben.

Anlagenkonzepte, bei denen das Biogas an den Ort der Nachfrage transportiert wird, gewinnen immer mehr an Bedeutung. Dabei spielen neben der Biogasaufbereitung und -einspeisung vor allem **Mikrogasnetze und Satelliten-BHKW** eine bedeutende Rolle. Das BHKW ist dabei räumlich von der

Biogasproduktion abgesetzt und über eine Mikrogasleitung mit dieser verbunden. Auf diese Weise kann die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme am Standort des Wärmeabnehmers verbessert genutzt werden. Im Rahmen der Betreiberbefragung gaben 154 Betreiber an, das Biogas über ein Mikrogasnetz zu einem Satelliten-BHKW zu transportieren und dort Strom und Wärme zu erzeugen. Das entspricht rund 21 % der Rückmeldungen, womit die Satelliten-BHKW zur dezentralen Strom- und Wärmeerzeugung mittlerweile eine wichtige Rolle spielen. Biogasleitungen wurden dabei gesondert durch das Marktanreizprogramm (MAP) gefördert. Aufgrund der Anreizwirkung des KWK-Bonus und der Option des Anlagensplittings wurden verstärkt Mikrogasnetze und Satelliten-BHKW eingesetzt.

Betriebsstunden

Hinsichtlich der Erfassung und Auswertung von Daten zur Auslastung der Biogasanlagen wurden die Betreiber nach den Betriebsstunden des BHKW befragt. Zu berücksichtigen ist, dass es sich bei den Angaben der Betreiber vielfach um Schätzungen bzw. gerundete Betriebsstundenzahlen handelt. Unsicher ist zudem, inwiefern sich die Angaben der Betreiber auf Betriebsstunden und nicht auf Volllaststundenzahlen beziehen, so dass die Angaben nur eine beschränkte Aussagekraft haben. Nach Angaben der Betreiber liegt die mittlere Betriebsstundenzahl der Biogasanlagen bei 8 058 h. Der statistische Median liegt bei 8 400 h. Das zeigt, dass die Hälfte der Anlagen eine Betriebsstundenzahl von $\geq 8\,400$ h aufweist (Tab. 3-10). Diesbezüglich konnten 598 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden.

Eine Aufschlüsselung der Betriebsstunden nach Inbetriebnahmejahr der Anlagen zeigt, dass nach Angaben der Betreiber die Betriebsstundenzahl älterer Biogasanlagen niedriger ist als bei Anlagen, die in den letzten Jahren in Betrieb gegangen sind (Tab. 3-10). Während Anlagen, die vor 2000 in Betrieb gegangen sind, im Mittel eine Betriebsstundenzahl von 6 911 erreichen, erzielen Biogasanlagen mit einer Inbetriebnahme nach 2009 Betriebsstunden von rund 8 270 h. Zudem ist der Schwankungsbereich der erzielten Betriebsstunden bei älteren Anlagen größer als bei neueren Anlagen (Mittelwert $\pm \sigma$, Tab. 3-10). 50 % der Anlagen, die nach 2009 in Betrieb gegangen sind, weisen Volllaststundenzahlen von $> 8\,500$ h auf (Median, Tab. 3-10). Anlagen, die 2011 in Betrieb gegangen sind, werden dabei nicht einzeln betrachtet, da kein vollständiges Betriebsjahr zugrunde liegt.

Tab. 3-10: Mittlere Betriebsstundenzahl in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Jahr der Inbetriebnahme	Mittelwert \bar{x} (h/a)	Standardabweichung σ	Median	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
vor 2000	6 911	1 932	7 750	47
2000 - 2003	7 801	1 183	8 200	90
2004 - 2008	8 248	848	8 450	297
2009 - 2010	8 273	852	8 500	146
Gesamt*	8 058	1 148	8 400	598

* inkl. der Anlagen, die 2011 in Betrieb gegangen sind

Eigenstrombedarf

Im Ergebnis der Betreiberbefragung liegt der mittlere Eigenstrombedarf der Biogasanlagen bei 7,8 % bezogen auf die produzierte Strommenge. Dabei konnten 569 Rückmeldungen der Anlagenbetreiber berücksichtigt werden. Der ermittelte Eigenstrombedarf liegt damit in der Größenordnung der Befragungen der Vorjahre und bestätigt zudem Literaturangaben (FNR E.V., 2009). Eine Darstellung des Eigenstrombedarfs bezogen auf die installierte Anlagenleistung ist in Abb. 3-15 zu finden. Deutlich wird insbesondere, dass die Mehrheit der Anlagen einen Eigenstrombedarf von 4 bis 10 % aufweist. 68,3 % der Anlagen haben einen Eigenstrombedarf zwischen 3,1 und 12,6 % ($\bar{x} \pm \sigma$). Eigenstrombedarfe, die mehr als 20 % der produzierten Strommenge der Anlage ausmachen, stellen die Ausnahme dar.

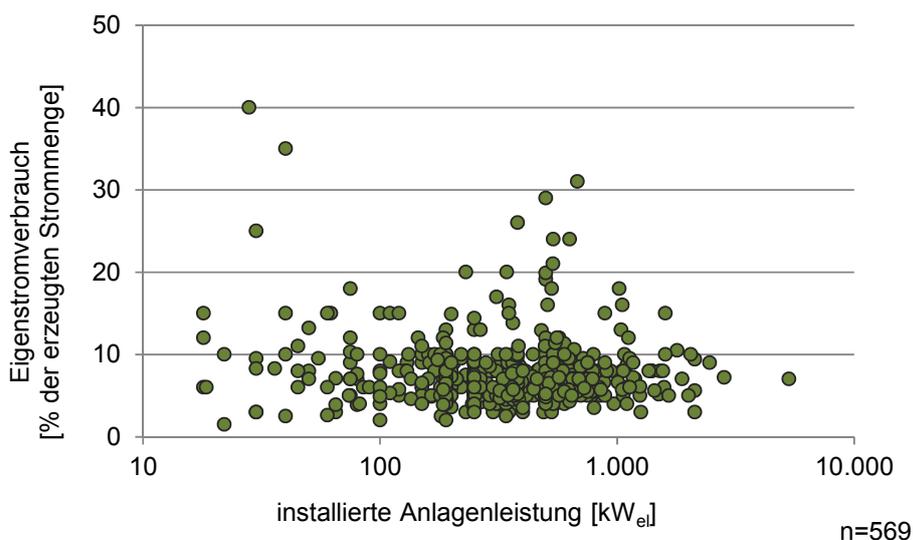


Abb. 3-15: Verteilung des Eigenstrombedarfs in Abhängigkeit von der installierten Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

In Tab. 3-11 ist der mittlere Eigenstrombedarf der Anlagen bezogen auf die installierte Anlagenleistung – zusammengefasst nach Größenklassen – detaillierter dargestellt. Insbesondere im Leistungsbereich $\leq 70 \text{ kW}_{el}$ weisen die Biogasanlagen demnach einen höheren Anteil Eigenstrombedarf an der produzierten Strommenge auf. Zudem ist die Schwankungsbreite des Eigenstrombedarfs deutlich höher ($\bar{x} \pm \sigma$). Im Leistungsbereich von 150 bis 500 kW_{el} ist der Eigenstrombedarf im Mittel am geringsten. Ein genereller Zusammenhang zwischen der Anlagengröße und dem Eigenstrombedarf der Anlagen ist jedoch nicht erkennbar.

Tab. 3-11: Mittlerer Eigenstrombedarf in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW _{el})	Mittlerer Eigenstrombedarf \bar{x} (%)	Standardabweichung σ	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	10,5	8,6	31
71 – 150	8,1	3,4	46
151 – 500	7,3	3,4	306
501 – 1 000	8,0	4,6	144
> 1 000	7,9	3,2	42
Gesamt	7,8	4,8	569

* installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

3.3.2 Wärmeerzeugung

Mit der Einführung des KWK-Bonus bei der Novellierung des EEG im Jahr 2004 wurden Anreize zur Steigerung der Gesamteffizienz der Biogasanlagen geschaffen. Im Zuge dessen kam es zu einer verstärkten Umsetzung von Wärmenutzungskonzepten bei der Stromerzeugung aus Biogas mit einer Steigerung der Abwärmenutzung. Wie bereits in Kapitel 3.2.4 dargestellt, erhalten gegenwärtig rund 80 % der Anlagenbetreiber den KWK-Bonus.

Die im Jahr 2011 genutzte Wärmemenge aus Biogasanlagen wird auf 7,3 bis 8,3 TWh_{th}¹¹ geschätzt. Der Berechnung werden dabei eine realisierte Stromerzeugung von 19,5 TWh_{el}, durchschnittliche BHKW-Wirkungsgrade (el: 38 %, th: 45 %) und ein durchschnittlicher Wärmenutzungsgrad der extern verfügbaren Wärme von 45 % zugrunde gelegt. Dabei ist anzumerken, dass der durchschnittliche Wärmenutzungsgrad aus den Auswertungen der Betreiberbefragung resultiert und von verschiedenen Experten als zu hoch angesehen wird (vgl. (DREHER, MARION u. a., 2011)). Auf Basis der getroffenen Annahmen kann für die genutzte Wärmemenge aus Biogasanlagen gegenüber dem Vorjahr (5,8 – 6,7 TWh_{th}) eine Steigerung von 0,9 bis 1,5 TWh_{th} ermittelt werden.

Eigenwärmebedarf

Der Eigenwärmebedarf einer Biogasanlage hängt wesentlich von den eingesetzten Substraten, dem Fermentervolumen und der Anlagengröße ab. Im Ergebnis der Betreiberbefragung liegt der Eigenwärmebedarf der betrachteten Anlagen bei rund 31 % der produzierten Wärmemenge. Bei der Hälfte der Anlagen erreicht der Eigenwärmebedarf einen Anteil von 19,5 bis 40 % der produzierten Wärmemenge. Es ist zu beachten, dass zahlreiche Betreiber im Rahmen der Befragung darauf hinwiesen, dass der Eigenwärmeverbrauch der Anlage nicht gemessen wird. Die Angaben der Betreiber sind somit mit Unsicherheiten behaftet und oftmals als Schätzungen/ Rundungswerte angegeben.

¹¹ Zu Grunde gelegte verfügbare Wärmemenge des BHKW: 23,1 TWh_{th}. Ausgehend von der verfügbaren Wärmemenge wird abgeschätzt, dass rund 70 bis 80 %, je nach Eigenwärmebedarf der Anlage, für externe Wärmenutzungen zur Verfügung stehen. Als durchschnittlicher Wärmenutzungsgrad der extern verfügbaren Wärme werden rund 45 % angenommen (Ergebnis Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).

Bezogen auf die installierte Anlagenleistung variiert der Eigenwärmebedarf der Anlagen in Abhängigkeit von der Anlagengröße. In Abb. 3-16 sind die Rückmeldungen der Betreiber zusammengefasst nach Anlagengrößen (installierte elektrische Anlagenleistung) dargestellt. Zudem ist der mittlere Eigenwärmebedarf je Leistungsklasse dargestellt. Biogasanlagen im kleinen Leistungsbereich weisen demnach einen deutlich höheren Wärmebedarf auf als Anlagen in höheren Leistungsbereichen ($> 500 \text{ kW}_{el}$). Nach Angaben der Betreiber werden im Leistungsbereich $\leq 70 \text{ kW}_{el}$ sogar Eigenwärmebedarfe angegeben, die nahezu vollständig der erzeugten Wärmemenge entsprechen. Das ist vor allem darauf zurückzuführen, dass besonders im kleinen Leistungsbereich Gülle als Einsatzsubstrat eine große Bedeutung hat. Aufgrund des hohen Wassergehaltes der Gülle ergibt sich daraus ein deutlich höherer Wärmebedarf als beim Einsatz anderer Substrate. Zudem stellt sich im kleineren Leistungsbereich das Verhältnis der Anlagengröße zum Output und Volumen der Fermenteroberfläche nachteilig dar. In Tab. 3-12 sind die Ergebnisse der Betreiberbefragung zum Eigenwärmebedarf bezogen auf die installierte Leistung abgebildet.

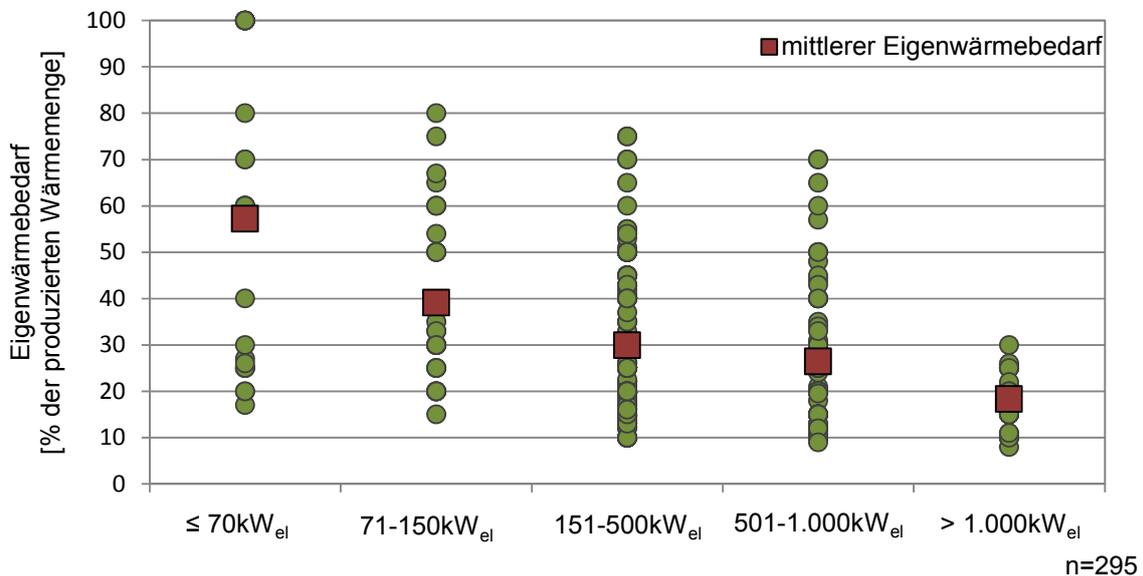


Abb. 3-16: Verteilung der Eigenwärmebedarfe (Nennungen) und des mittleren Eigenwärmebedarfs zusammengefasst nach Leistungsgrößen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Tab. 3-12: Mittlerer Eigenwärmebedarf in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW _{el})	mittlerer Eigenwärmebedarf \bar{x} (%)	Standardabweichung σ	Median	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	57,2	31,1	60	23
71 – 150	39,1	18,2	30	30
151 – 500	29,9	15,3	25	139
501 – 1 000	26,4	15,0	20	77
> 1 000	18,3	6,0	20	26
Gesamt	31,0	19,0	25	295

* installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Externe Wärmenutzung

Die extern verfügbare Wärmemenge des BHKW – nach Abzug des Eigenwärmebedarfs der Biogasanlage – wird in der Regel einer weiteren Nutzung zugeführt. Dabei sind der Anteil der extern genutzten Wärmemenge sowie die Art der Wärmenutzung von Anlage zu Anlage unterschiedlich. Im Mittel werden nach Angaben der Betreiber etwa 45 % der extern verfügbaren Wärmemenge nach Abzug des Eigenwärmebedarfs genutzt. Unsicherheit besteht, inwiefern die Angaben der Betreiber höher geschätzt werden und demnach als optimistisch einzustufen sind. Im Ergebnis der Befragung nutzt die Hälfte der Betreiber zwischen 20 und 70 % der nach Abzug des Eigenwärmebedarfs verfügbaren Wärmemenge. Die Bandbreite des Anteils der extern genutzten Wärmemenge liegt zwischen 0 und 100 %. Dabei konnten insgesamt 468 Rückmeldungen von Anlagenbetreibern berücksichtigt werden.

In Abb. 3-17 sind die Rückmeldungen der Anlagenbetreiber zum Anteil der externen Wärmenutzung hinsichtlich der Häufigkeit der Nennungen dargestellt. Deutlich wird, dass die Mehrheit der Betreiber weniger als 50 % der verfügbaren Wärmemenge (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs) einer externen Nutzung zuführt. Rund 40 % der Anlagenbetreiber erzielen nach eigenen Angaben einen externen Wärmenutzungsgrad von über 50 %. 37 Anlagenbetreiber gaben an, die externe verfügbare Wärme für keine weitere Nutzung einzusetzen. Das entspricht knapp 8 % der befragten Betreiber und zeigt damit die nach wie vor bestehenden Defizite bei der Wärmenutzung deutlich auf. Demgegenüber gaben 24 Betreiber an, die extern verfügbare Wärme in vollem Umfang (100 %) zu nutzen.

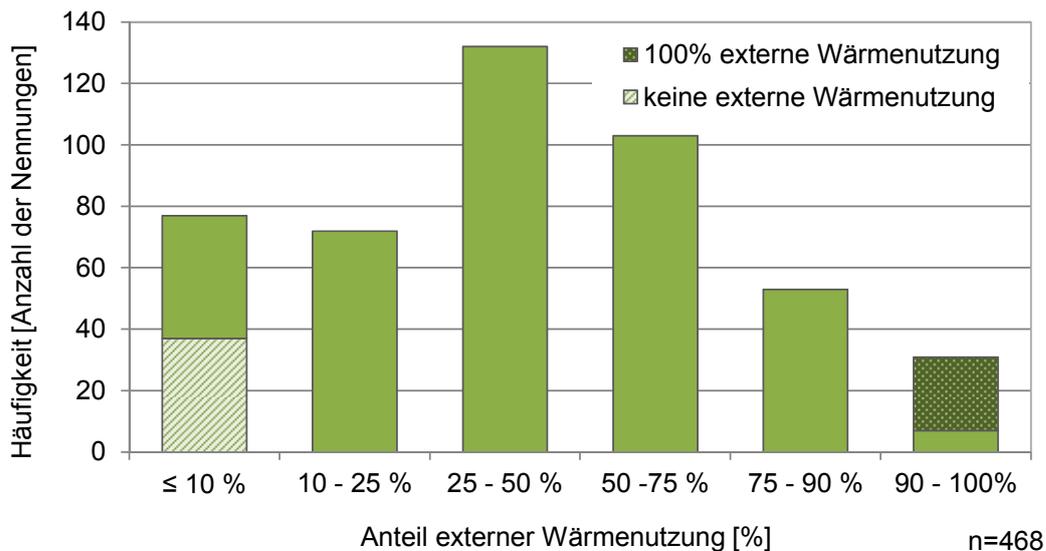


Abb. 3-17: Verteilung des Anteils externer Wärmenutzung (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs) dargestellt nach der Anzahl der Nennungen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Eine Aufschlüsselung des Wärmenutzungsgrades extern genutzter Wärme bezogen auf die Anlagengröße ist in Tab. 3-13 dargestellt. Der Anteil der extern genutzten Wärmemenge bezieht sich auf die Wärmemenge, die nach Abzug des Eigenwärmebedarfs (Fermenterbeheizung) zur Verfügung steht. Die höchsten Wärmenutzungsgrade der extern verfügbaren Wärme werden im Kleinstanlagenbereich ($\leq 70 \text{ kW}_{el}$) und im höheren Leistungsbereich ($> 500 \text{ kW}_{el}$) erreicht. Anlagen im kleineren Leistungsbereich weisen aufgrund der höheren Gülleanteile häufig einen höheren Eigenwärmebedarf auf, der mit geringeren extern verfügbaren Wärmemengen einhergeht. Anlagen mit einer Leistung über 1 MW_{el} erzielen im Mittel einen externen Wärmenutzungsgrad von rund 64 %. Die Hälfte der Anlagen erreicht einen Wärmenutzungsanteil von $> 60 \%$. Insbesondere im Leistungsbereich zwischen 150 und 500 kW_{el} gibt es noch zahlreiche Anlagen, die die extern verfügbare Wärmemenge keiner weiteren Nutzung zuführen bzw. niedrige Wärmenutzungsgrade aufweisen. Im Ergebnis der Betreiberbefragung wird bei der Hälfte der Anlagen ein Wärmenutzungsanteil von 40 % erzielt (Median, Tab. 3-13). Das ist vordergründig darauf zurückzuführen, dass Anlagenbetreiber kleinerer Biogasanlagen die verfügbare Wärmemenge in der Regel vor Ort in vorhandenen Wärmesenken (Stallbeheizung, Wohnhaus) einsetzen können. Anlagen im großen Leistungsbereich verfügen oftmals über ein gesondertes Wärmekonzept, das die Abnahme der großen verfügbaren Wärmemengen vorsieht. Zudem kann mit einer Nutzung der Wärme vor Ort (Stallbeheizung, Wohnhaus) nur ein geringer Teil der verfügbaren Wärmemengen genutzt werden.

Tab. 3-13: Mittlerer Anteil der Wärmenutzung extern verfügbarer Wärme in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW _{el})	mittlerer externer Wärmenutzungsgrad \bar{x} (%)	Median	Anlagen ohne externe Wärmenutzung (Anzahl)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	44,1	42,5	6	28
71 – 150	43,1	40	2	39
151 – 500	39,9	40	21	254
501 – 1 000	51,3	55	8	108
> 1 000	64,1	60	0	39

* installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Hinsichtlich der **Art der externen Wärmenutzung** konnten im Rahmen der Befragung 481 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden. Mehrfachnennungen zur Wärmenutzung waren dabei möglich. Im Ergebnis wird deutlich, dass die externe Wärmenutzung nach wie vor bei der Mehrheit der Anlagen für die Beheizung von Sozialgebäuden, Wohnhäusern inkl. Warmwasserbereitung sowie Beheizung von Büros und Werkstätten erfolgt. Diese sind in Abb. 3-18 unter der Kategorie Sozialgebäude zusammengefasst. In Abb. 3-18 sind die Rückmeldungen zur Art der Wärmenutzung abgebildet und nicht die Verteilung der genutzten Wärmemenge. Im Rahmen der Betreiberbefragung wurde nur die Art der Wärmenutzung(en) erhoben, jedoch nicht die je Wärmenutzungsart eingesetzte Wärmemenge.

Bei rund 70 % der Biogasanlagen wird die extern verfügbare Wärme für die Beheizung von Wohn- und Arbeitsräumen bzw. Werkstätten sowie zur Warmwasserbereitung genutzt. Daneben wird die extern verfügbare Wärmemenge bei etwa 30 % der Anlagenbetreiber für die Stallbeheizung und bei rund 27 % der Anlagenbetreiber für Trocknungsprozesse eingesetzt. Gegenüber den Ergebnissen der Befragung des Vorjahres hat die Bedeutung von Nahwärmenetzen bei der Umsetzung von Wärmekonzepten deutlich an Bedeutung zugenommen. Etwa 14 % der Anlagenbetreiber gaben an, dass sie die extern verfügbare Wärme über ein Nahwärmenetz zur Wärmeversorgung von Wohnsiedlungen und benachbarten Wohngebäuden einsetzen (Vorjahr 7 %) (DBFZ GGMBH, 2010). Derartige Wärmekonzepte werden zunehmend angestrebt und bieten insbesondere im ländlichen Raum und bei Bestandsbiogasanlagen gute Möglichkeiten zur Erschließung der Wärmepotenziale aus Biogasanlagen. Im Rahmen der Befragung gaben 7 Betreiber an, gegenwärtig ein Nahwärmenetz zu planen oder zu realisieren. Darüber hinaus wird die verfügbare Wärme zur Beheizung von Schulen, Turnhallen, Schwimmhallen, Kliniken oder anderen öffentlichen Gebäuden – in Abb. 3-18 unter „öffentliche Gebäude“ zusammengefasst – eingesetzt. Unter der Kategorie „sonstige Wärmenutzung“ sind eine Vielzahl von Konzepten zusammengefasst, die in den anderen dargestellten Kategorien nicht enthalten sind. Dabei handelt es sich beispielsweise um Wärmenutzungen wie Fischzucht oder Kühlprozesse, die jeweils eine untergeordnete Rolle spielen und nur vereinzelt umgesetzt werden (Abb. 3-18).

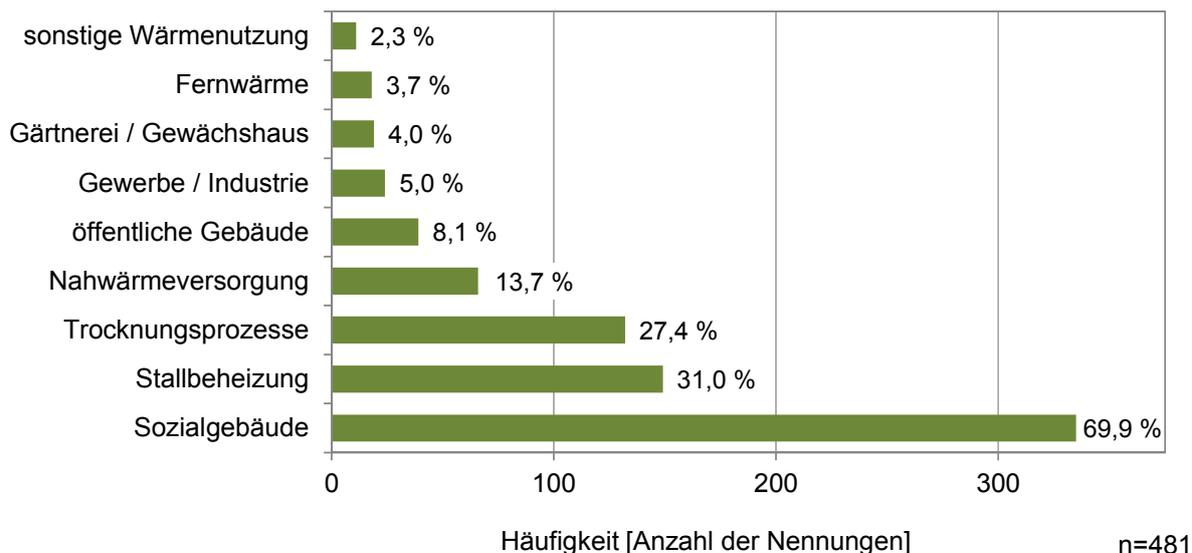


Abb. 3-18: Häufigkeit der Art der Wärmenutzung, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Eine Differenzierung der Art der Wärmenutzung nach Größenklassen ist in Abb. 3-19 dargestellt. Die Darstellung bezieht sich nicht auf die genutzte Wärmemenge. Abgebildet ist die Verteilung der Nennungen zur Art der Wärmenutzung (Mehrfachnennungen möglich) differenziert nach Größenklassen. Demnach wird im Leistungsbereich $\leq 70 \text{ kW}_{\text{el}}$ bei rund 65 % der Anlagen die extern verfügbare Wärme für die Beheizung von Wohnräumen, Werkstätten und Warmwasserbereitung (in „Sozialgebäude“ zusammengefasst) genutzt. Daneben wird die Wärme bei rund 18 % der Anlagen für die Stallbeheizung eingesetzt, an rund 11 % der Anlagen werden Trocknungsprozesse mit der verfügbaren Wärme bedient. In diesem Leistungsbereich erfolgt die Wärmenutzung nur sehr selten für die Nahwärmeversorgung oder andere Nutzungen. Mit steigender Leistungsgröße spielen auch Wärmenutzungskonzepte, die über die Beheizung von Sozialgebäuden und Ställen sowie Warmwasserbereitung und Trocknungsprozesse hinausgehen eine größere Rolle. Im Leistungsbereich $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$ sind vor allem Wärmenutzungskonzepte zur Beheizung öffentlicher Gebäude (Schulen, Turnhallen, Schwimmhallen, Kliniken, Hotels etc.) und sonstige Wärmenutzungskonzepte (Fernwärme, Beheizung von Gärtnereien/ Gewächshäusern, Gewerbeflächen etc.) von Bedeutung und werden bei jeweils mehr als 10 % der Anlagen umgesetzt. Im Leistungsbereich $> 1\,000 \text{ kW}_{\text{el}}$ wird bei mehr als 50 % der Anlagen die Wärme für die Nahwärmeversorgung, die Beheizung öffentlicher Gebäude oder sonstige Wärmenutzungskonzepte eingesetzt. Im Leistungsbereich $< 150 \text{ kW}_{\text{el}}$ wird die verfügbare Wärme nur bei weniger als 15 % der Anlagen für derartige Wärmenutzungen eingesetzt.

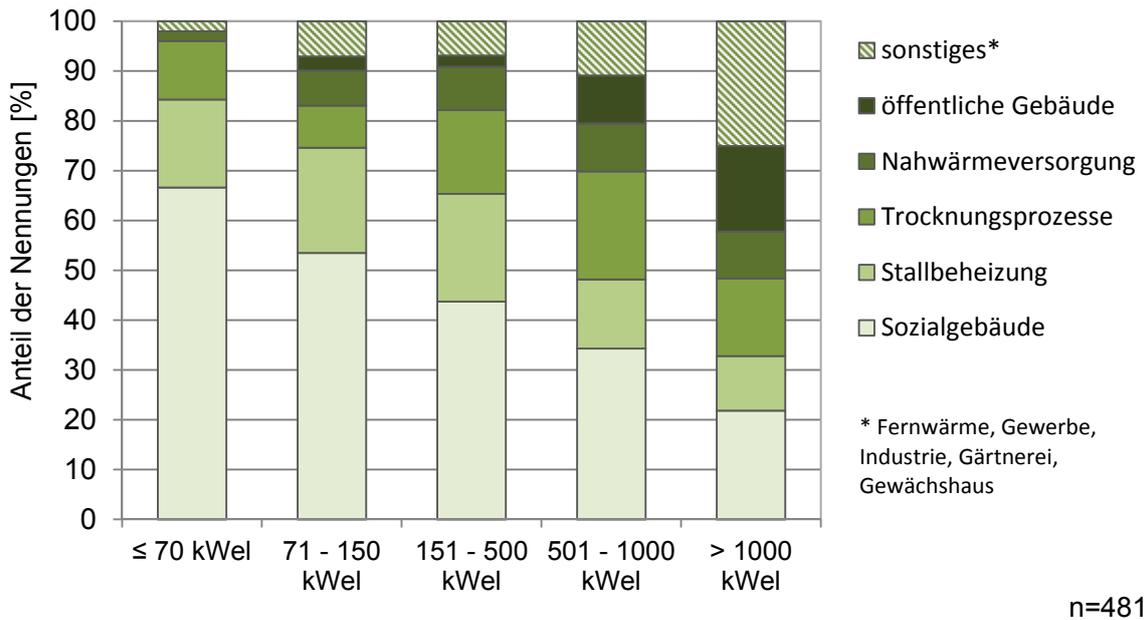


Abb. 3-19: Verteilung der Art der Wärmenutzungen differenziert nach Anlagengröße (Mehrfachnennungen möglich) differenziert nach Anlagengröße (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Eine Aufschlüsselung der bei der Wärmenutzung zur Anwendung kommenden Trocknungsprozesse ist in Abb. 3-20 dargestellt. Dabei konnten 98 Rückmeldungen der Betreiber, die eine detaillierte Angabe zur Art der Trocknung durch Nutzung der Abwärme vornahmen, berücksichtigt werden. Demnach spielt die Trocknung von Brennholz (Holz-/Scheitholz und Hackschnitzel) die größte Rolle. (Abb. 3-20). Mehr als die Hälfte der Betreiber geben an, sofern die extern verfügbare Wärme für Trocknungsprozesse genutzt wird, Brennholz zu trocknen. 35 % der Trocknungsprozesse ist auf die Getreidetrocknung zurückzuführen. 14 % der Betreiber, die die Wärme für Trocknungsprozesse nutzen, gaben an, eine Gärresttrocknung vorzunehmen. Demnach hat der prozentuale Anteil der Gärresttrocknung an den Trocknungsprozessen im Vergleich zum Vorjahr deutlich zugenommen (vgl. Betreiberbefragung 2010: 5%, (DBFZ GGMBH, 2011a)).

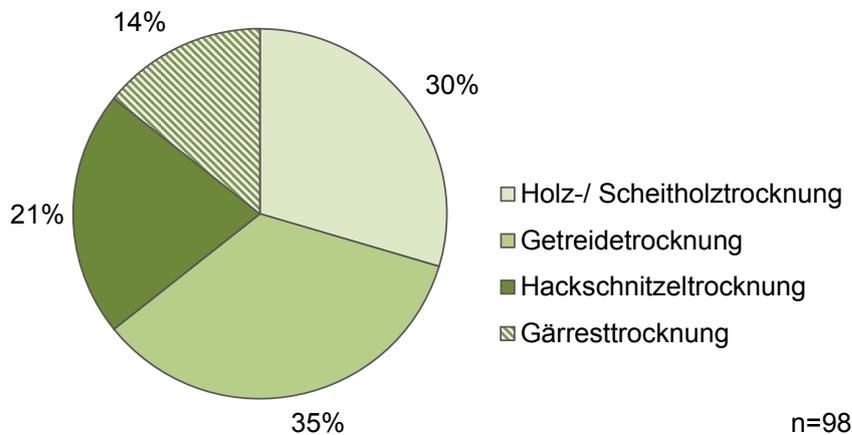


Abb. 3-20: Relative Verteilung der Art der Trocknungsprozesse als Wärmenutzung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

3.4 Technologien und Verfahren

Biogas bietet aus technischer Sicht den Vorteil, dass es mit etablierten und verlässlichen Technologien für die Bereitstellung von Strom und/oder Wärme und/oder Kraftstoff flexibel eingesetzt werden kann. Im nachfolgenden Kapitel sollen ausgewählte Parameter entlang der Prozesskette der Biogaserzeugung hinsichtlich der eingesetzten Technologien dargestellt werden. Weiterhin wird das Verfahren der Biogasaufbereitung und -einspeisung gesondert betrachtet. Fragestellungen zu Ausfallzeiten und Zeiten von Leistungsminderung der Anlagen werden ebenso wie Maßnahmen der Anlagenerweiterung dargestellt. Als Grundlage werden die Ergebnisse der Betreiberbefragung herangezogen.

Mit dem schnellen Wachstum der Biogasbranche und des Anlagenbestandes in Deutschland gibt es vielfältige verfahrenstechnische Entwicklungen bezüglich der angebotenen und verfügbaren Technologien zur Biogasgewinnung. Ein umfassender Überblick über die am Markt verfügbaren verfahrenstechnischen Konzepte von Biogasanlagen und die eingesetzte und verfügbare Technik wird in der Studie „Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen“ gegeben (POSTEL u. a., 2009).

3.4.1 Ausgewählte Parameter – Ergebnisse der Betreiberbefragung

Prozessführung

In Bezug auf die Prozessführung von Biogasanlagen ist die Nassfermentation nach wie vor die Technologie, die bei der Mehrheit der Biogasanlagen zum Einsatz kommt. Sogenannte Trockenfermentationsverfahren¹² bzw. Feststoffvergärung werden demgegenüber eher wenig eingesetzt und finden bei etwa 7 bis 12 % des Anlagenbestandes Anwendung (FNR E.V., 2009, 2010). Im Ergebnis der Betreiberbefragung werden ca. 92 % der Biogasanlagen mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben (Abb. 3-21). Das Verfahren der Feststoffvergärung spielt dagegen nur eine untergeordnete Rolle. Rund 8 % der Betreiber gaben an, dass die Biogasanlage als Feststoffvergärungsanlage betrieben wird. Rund 2 % der Anlagen werden dabei als klassische Feststoffvergärungsanlagen mit Garagenverfahren betrieben. Gegenwärtig dürften in Deutschland von den klassisch betriebenen Feststoffvergärungsanlagen mit sogenanntem Garagenverfahren (Boxenfermenter) etwa 60 bis 70 Anlagen existieren. Nach Angaben der Hersteller sind im vergangenen Jahr vereinzelt neue klassische Feststoffvergärungsanlagen in Betrieb gegangen. Im Rahmen der Betreiberbefragung wird eine der neu in Betrieb gegangenen Biogasanlagen als Feststoffvergärungsanlage (Garagenverfahren) betrieben, bei zwei der in Bau befindlichen Anlagen handelt es sich um Feststoffvergärungsanlagen.

¹² Nach der für den Erhalt des Technologie-Bonus nach EEG 2004 gültigen Definition; diskontinuierlich betrieben: Boxen und Garagenfermenter/Batchverfahren, kontinuierlich betrieben: Pfropfenstromverfahren

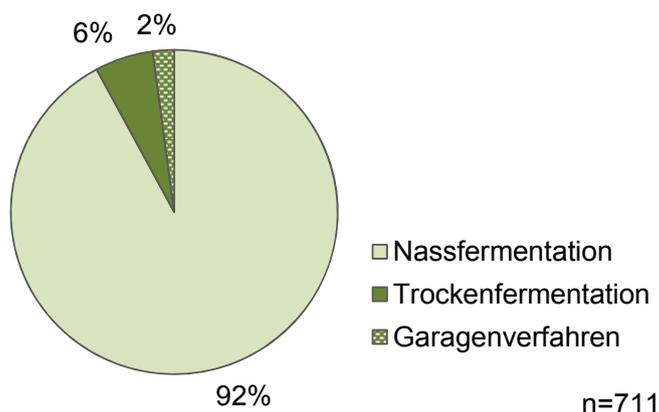


Abb. 3-21: Prozessführung der Biogasanlagen (nach Definition "Trockenfermentation" EEG 2004) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Die **Anzahl der Fermenter** variiert in erster Linie in Abhängigkeit von der Anlagengröße und der Prozessführung. Im Ergebnis der Betreiberbefragung sind im Mittel 2 Fermenter an der Biogasanlage installiert. Die Fermenteranzahl variiert jedoch zwischen 1 und 20 Fermenter. Dabei verfügen Anlagen, die mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben werden, im Mittel über 2 Fermenter. Wohingegen Anlagen, die mit dem Garagenverfahren ausgestattet sind und ausschließlich mit sehr trockenmasse-reichen, stapelbaren Substraten beschickt werden, im Mittel über 7 Fermenter/Boxen verfügen. Anlagen, die im Rahmen der Befragung eine Fermenteranzahl von ≥ 7 Fermenter angaben, werden mit dem Garagenverfahren betrieben, wobei alle Fermenter/Boxen mit Frischsubstrat beschickt werden.

Hinsichtlich der **Prozessstufen** dominiert der zwei- oder mehrstufige Anlagenbetrieb (FNR E.V., 2009). Im Rahmen der Betreiberbefragung konnten diesbezüglich 653 Rückmeldungen der Anlagenbetreiber berücksichtigt werden (Abb. 3-22). Einstufig mit einem Fermenter werden dabei rund 43 % der Anlagen geführt. Rund 57 % der Biogasanlagen sind mit einem oder mehreren Fermenter und einem oder mehreren Nachgärern ausgestattet und werden damit zwei- oder mehrstufig geführt.

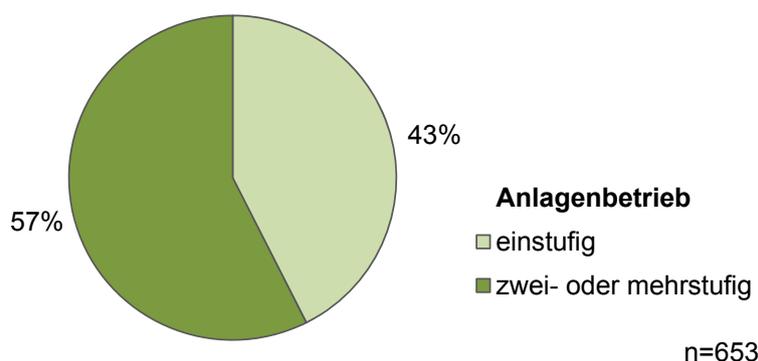


Abb. 3-22: Prozessstufen der Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Gasreinigung, Entschwefelung

Das erzeugte Rohbiogas enthält neben Methan und Kohlenstoffdioxid auch signifikante Mengen von Schwefelwasserstoff. Das Rohbiogas ist zudem wasserdampfgesättigt und bedarf daher vor dem Einsatz

in einem BHKW einer Aufbereitung. Diese umfasst in der Regel die Entschwefelung und Trocknung des Biogases (FNR E.V., 2010).

Die Anwendung der Verfahren zur Entschwefelung/Gasreinigung wurde im Rahmen der Betreiberbefragung erfasst. Nach Angaben der Betreiber kommt die intern biologische Entschwefelung mittels Zugabe von Luftsauerstoff im Fermenter am häufigsten zur Anwendung. Rund 85 % der Betreiber nutzen dieses Verfahren der Entschwefelung (Tab. 3-14). Daneben sind der Einsatz von Aktivkohle und die Sulfidfällung (Zudosieren von Eisen) weitere Entschwefelungsverfahren, die jeweils bei mehr als 30 % der Biogasanlagen zum Einsatz kommen. Die Anwendung der extern biologischen Entschwefelung in einer Füllkörper- bzw. Tropfkörperkolonne sowie sonstige Entschwefelungsverfahren werden dagegen eher selten eingesetzt. In Tab. 3-14 ist die Einsatzhäufigkeit der einzelnen Entschwefelungsverfahren dargestellt. Mehrfachnennungen waren dabei möglich.

Tab. 3-14: Einsatzhäufigkeit der Verfahren zur Gasreinigung/-entschwefelung (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

	Zugabe von Luftsauerstoff (Fermenter)	Aktivkohle	Sulfidfällung	Extern biolog. Entschwefelung	sonstige Verfahren
Anzahl der Rückmeldungen	591	268	212	41	8
Anteil an Rückmeldungen (%) (n=694)	85,2	38,6	30,5	5,9	1,2

Bei einer Vielzahl der Anlagen erfolgt die Entschwefelung des Biogases über eine Kombination der unterschiedlichen Verfahren zur Grob- und Feinent Schwefelung. Die Verfahren der Zugabe von Luftsauerstoff und Aktivkohlefilter werden am häufigsten miteinander kombiniert (ca. 19 % der Biogasanlagen). Bei rund 14 % der Biogasanlagen findet nach Ergebnissen der Betreiberbefragung eine Kombination des Verfahrens der Zugabe von Luftsauerstoff und der Sulfidfällung Anwendung. Dennoch erfolgt bei der Mehrheit der Biogasanlagen (ca. 40 %) die Gasentschwefelung allein über die biologische Entschwefelung mittels Zugabe von Luftsauerstoff.

Abgasbehandlung

Mit der Neufassung des EEG 2009 wurde in der Vergütungsstruktur für Biogasanlagen die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung neu eingeführt. Demnach haben alle Biogasanlagen, die nach Bundesimmissionsschutz genehmigt sind und Biogas zur Verstromung in einem BHKW einsetzen, Anspruch auf eine Vergütungserhöhung, sofern die Formaldehydgrenzwerte nach dem Emissionsminderungsgebot der TA Luft eingehalten werden. Wie in Kapitel 3.2.4 dargestellt, nehmen gegenwärtig rund 47 % der Biogasanlagenbetreiber die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung in Anspruch. In diesem Zusammenhang wurden in den vergangenen Jahren an zahlreichen Biogasanlagen, im Zuge der Abgasbehandlung, Oxidationskatalysatoren oder Einrichtungen der thermischen Nachverbrennung installiert.

Im Ergebnis der Befragung verfügen rund 40 % der Biogasanlagen über eine Abgasbehandlung. Bei der Mehrzahl der Anlagen (rund 60 %) ist demnach keine Abgasbehandlung installiert. Diesbezüglich konnten 678 Rückmeldungen von Anlagenbetreibern berücksichtigt werden. Bei den im Jahr 2011 neu in Betrieb gegangenen Anlagen verfügen mehr als 60 % der Anlagen über eine Abgasbehandlung. Eine Differenzierung nach Art der Abgasbehandlung zeigt, dass mehrheitlich Oxidationskatalysatoren installiert sind (97 % der Anlagen mit Abgasbehandlung). Lediglich an rund 3 % der Anlagen, die über eine Abgasbehandlung verfügen, ist eine thermische Nachverbrennung installiert.

Inwieweit eine Abgasbehandlung vorhanden ist, ist unter Berücksichtigung der Anlagenleistungsklassen in Tab. 3-15 dargestellt. Im kleinen und mittleren Leistungsbereich kommen Einrichtungen zur Abgasbehandlung selten zur Anwendung. Nach Angaben der Betreiber verfügt im Leistungsbereich $\leq 70 \text{ kW}_{\text{el}}$ keine Anlage über einen Oxidationskatalysator oder eine thermische Nachverbrennung. Im Leistungsbereich $> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$ erfolgt bei der Mehrzahl der Anlagen eine Abgasbehandlung. Wie bereits in Kapitel 3.2.4 dargestellt, wird auch die mit der Abgasbehandlung in Verbindung stehende Vergütungserhöhung für Emissionsminderung überwiegend von Anlagen im größeren Leistungsbereich in Anspruch genommen. Gründe für diese Verteilung sind vor allem im Investitionsbedarf für einen Oxidationskatalysator oder eine thermische Nachverbrennung zu sehen. Dieser ist für Anlagen im kleinen und mittleren Leistungsbereich vergleichsweise hoch, als dass eine zusätzliche Abgasbehandlung rentabel installiert werden kann.

Tab. 3-15: Vorhandensein von Abgasreinigungsverfahren an Biogasanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW_{el})	Biogasanlagen mit Abgasbehandlung (%)	Biogasanlagen ohne Abgasbehandlung (%)	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
≤ 70	0	100	51
71 – 150	7	93	58
151 – 500	30	70	359
501 – 1 000	72	28	162
$> 1\,000$	89	11	45
Gesamt	40	60	678

* installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Gasfackel

Sofern das produzierte Biogas in der Anlage nicht verwertet werden kann (z. B. bei Wartungsarbeiten, gefüllten Gasspeichern, sehr schlechter Gasqualität) ist das Biogas schadlos zu entsorgen. Die Vorgaben zur Betriebsgenehmigung sind dabei je nach Bundesland unterschiedlich. Bei Gasströmen über $20 \text{ m}^3/\text{h}$ ist neben dem BHKW die Installation einer zusätzlichen Gasverbrauchseinrichtung vorgeschrieben (FNR E.V., 2010). Dies kann ein weiteres BHKW, eine Gasfackel oder ein Gaskessel sein, um die Realisierbarkeit der Gasentsorgung nachzuweisen. Im Rahmen der Betreiberbefragung gaben rund 60 % der Betreiber an, eine zusätzliche Gasverbrauchseinrichtung nutzen zu können (Abb. 3-23). Dabei verfügt die Mehrheit der Betreiber über eine stationäre Gasfackel am Standort der Biogasanlage. Rund 28 % der Betreiber haben Zugriff auf eine mobile Gasfackel. Diese kann gemietet und im Bedarfsfall zur

Anlage transportiert werden. Dieses Vorgehen wird in der Regel vertraglich fixiert und der Betreiber kann das Vorhalten einer mobilen Fackel nachweisen. Zudem investieren auch mehrere Anlagenbetreiber gemeinsam in eine mobile Fackel und setzen diese nach Bedarf ein. Darüber hinaus gaben im Rahmen der Betreiberbefragung 10 % der Betreiber an, über einen Gaskessel am Standort der Biogasanlage zu verfügen.

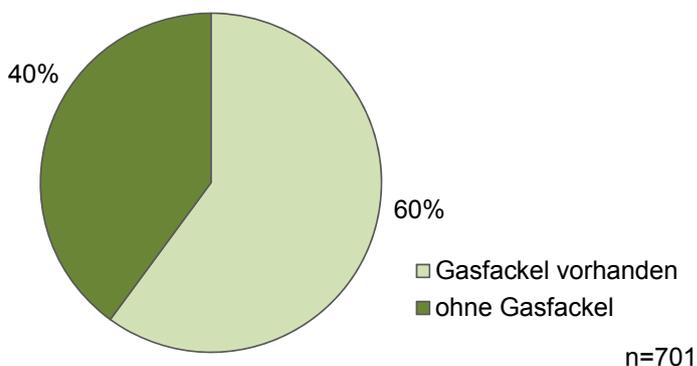


Abb. 3-23: Verfügbarkeit einer Gasfackel an Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Eine Aufschlüsselung der Verfügbarkeit einer Fackel und Art der Fackel (stationär oder mobil) nach Anlagengröße ist in Abb. 3-24 dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass insbesondere im kleinen Leistungsbereich oftmals keine Gasfackel vorhanden ist, wohingegen im Leistungsbereich > 150 kW_{el} bereits mehr als die Hälfte der Anlagen über eine Gasfackel verfügen. Hinsichtlich der Art der Gasfackel (stationär oder mobil) steigt mit zunehmender Anlagengröße der Anteil der Anlagen, die über eine stationäre Gasfackel oder einen Gaskessel am Standort der Anlage verfügen. Im Leistungsbereich ≤ 150 kW_{el} wird die Gasfackel in den meisten Fällen als mobile Fackel vorgehalten. Im Leistungsbereich > 500 kW_{el} sind mehr als 80 % der Gasfackeln stationär am Anlagenstandort installiert.

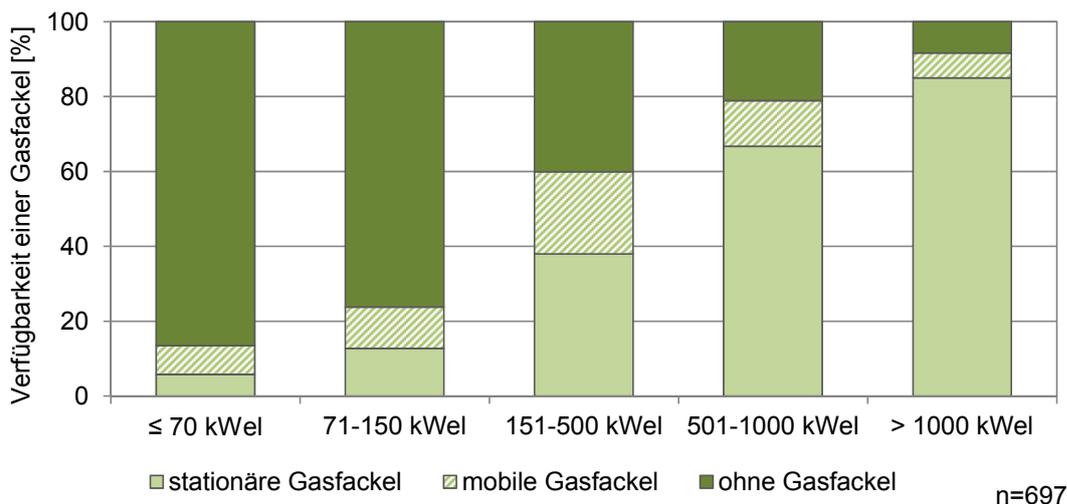


Abb. 3-24: Verfügbarkeit einer Gasfackel und Art der Fackel bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Von den im Jahr 2011 neu in Betrieb gegangenen Biogasanlagen verfügen mehr als 80 % über eine Gasfackel. Dabei ist an nahezu allen Anlagen eine stationäre Gasfackel am Anlagenstandort installiert.

Diesbezüglich konnten 26 Rückmeldungen der Anlagenbetreiber berücksichtigt werden. 4 Anlagenbetreiber gaben an, keine Gasfackel vorzuhalten.

Gärrestlager und Gärrestlagerabdeckung

Die Lagerung der vergorenen Substrate erfolgt in Gärrestlagern. Diese werden in der Regel mit einer Speicherkapazität von 180 Tagen ausgelegt (FNR E.V., 2010). Im Ergebnis der Betreiberbefragung liegt das Gärrestlagervolumen im Mittel bei rund 3 680 m³. Die Hälfte der Anlagen weist ein Gärrestlagervolumen von 1 590 bis 4 500 m³ auf. Diesbezüglich konnten 634 Rückmeldungen der Anlagenbetreiber berücksichtigt werden. In Abb. 3-25 ist das Gärrestlagervolumen in Bezug auf die Menge des Substratinputs dargestellt. Das Gärrestlagervolumen steigt mit zunehmender Substratinputmenge.

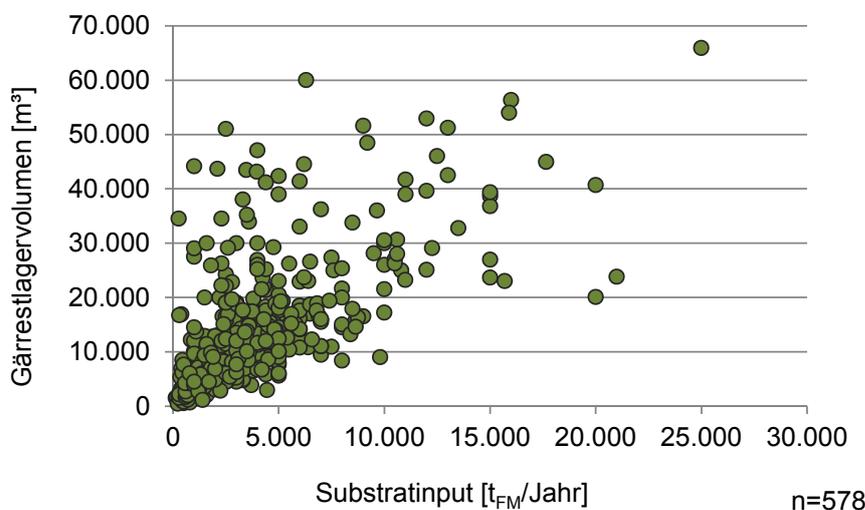


Abb. 3-25: Gärrestlagervolumen in Abhängigkeit vom Substratinput (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 ist für neu in Betrieb genommene Biogasanlagen, die nach BImSchG genehmigt sind, eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers erforderlich, damit ein Anspruch auf den NawaRo-Bonus gegeben ist. Gasdichte Gärrestlagerabdeckungen bieten zudem die Möglichkeit der Nutzung des Restgaspotenzials der Gärreste. Im Rahmen der Betreiberbefragung gaben rund 42 % der Betreiber an, über ein gasdicht abgedecktes Gärrestlager zu verfügen (Abb. 3-26). Dabei konnten insgesamt 692 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden. Rund 24 % der Betreiber verfügen demnach über ein geschlossenes, jedoch kein gasdichtes, Gärrestlager. Im Ergebnis der Befragung zeigt sich, dass etwa 34 % der Betreiber lediglich über ein offenes Gärrestlager verfügen. Die Ergebnisse resultieren dabei aus den Nennungen der Betreiber im Rahmen der Befragung, wobei Mehrfachnennungen – als Angaben für mehrere vorhandene Gärrestlager an einer Anlage – mit berücksichtigt wurden. Beispielsweise gaben 29 Betreiber an, sowohl über ein gasdicht geschlossenes also auch über ein offenes Gärrestlager zu verfügen. Diese sind in der Graphik sowohl der Anzahl der offenen als auch der Anzahl der gasdicht geschlossenen Gärrestlager zugeordnet (Abb. 3-26). Von den im Jahr 2011 neu in Betrieb gegangenen Biogasanlagen verfügen nach Angaben der Betreiber (n=26) mehr als 70 % über ein gasdichtes Gärrestlager. Die Ergebnisse dieser Auswertung decken sich nicht mit dem Anteil der Anlagen, die den NawaRo-Bonus erhalten und sind noch eingehender zu prüfen.

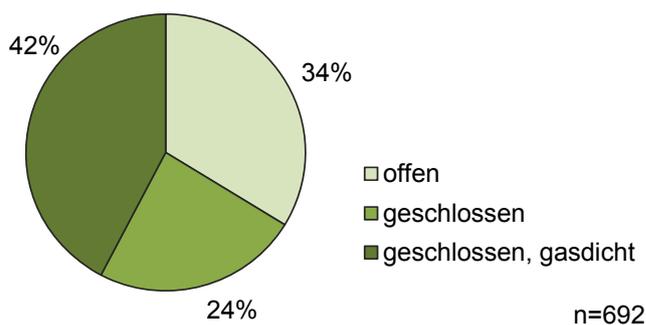


Abb. 3-26: Abdeckung von Gärrestlagern (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

3.4.2 Biogasaufbereitung und -einspeisung

Die Aufbereitung von Biogas auf Erdgasqualität zur Einspeisung in das Erdgasnetz gewann in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung. Damit kann die Nutzung des aufbereiteten Biogases vom Ort der Entstehung entkoppelt und flexibel eingesetzt werden. Besondere Bedeutung gewinnt die Aufbereitung und Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz dann, wenn eine zentrale Verstromung des Biogases an einem Standort mit hoher Wärmenachfrage erfolgen kann. Auf diese Weise können gegenüber der sonst üblichen Vor-Ort-Verstromung deutlich höhere Gesamtnutzungsgrade erreicht werden.

Die Zahl der Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen ist in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen. Während Ende 2008 14 Anlagen mit einer jährlichen Biomethaneinspeisekapazität von ca. 49 Millionen Nm³ in Betrieb waren, stieg die Anlagenzahl bis Ende 2011 auf 83 Anlagen. Die jährliche Biomethaneinspeisekapazität lag Ende 2011 bei rund 460 Millionen Nm³. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Inbetriebnahmezeitpunkte und der Leistungsgrößen der in Betrieb befindlichen Anlagen wird die reale Gaseinspeisung in das Erdgasnetz für das Jahr 2011 auf rund 4,0 TWh (Hs) geschätzt. Das entspricht rund 0,52 % des deutschen Erdgasverbrauchs im Jahr 2011 (767 TWh) (AGEB, 2011). Die tatsächliche Verwendung des eingespeisten Biomethans ist gegenwärtig weitgehend unbekannt. So ist unklar, welche Mengen an Biomethan tatsächlich in KWK-Anlagen eingesetzt werden.

In Abb. 3-27 ist die Entwicklung der Anlagen zur Aufbereitung und Einspeisung von auf Erdgasqualität aufbereitetem Biogas dargestellt. Deutlich wird, dass Anlagen mit einer Aufbereitungskapazität von 126 – 700 Nm³/h den größten Anteil am Anlagenbestand haben, wobei die Anlagengröße häufig an den EEG-Vergütungsstufen (350 Nm³/h bzw. 700 Nm³/h) ausgerichtet wird. In den vergangenen zwei Jahren lag die durchschnittlich installierte Anlagengröße bei 600 - 700 Nm³ Biomethan pro Stunde.

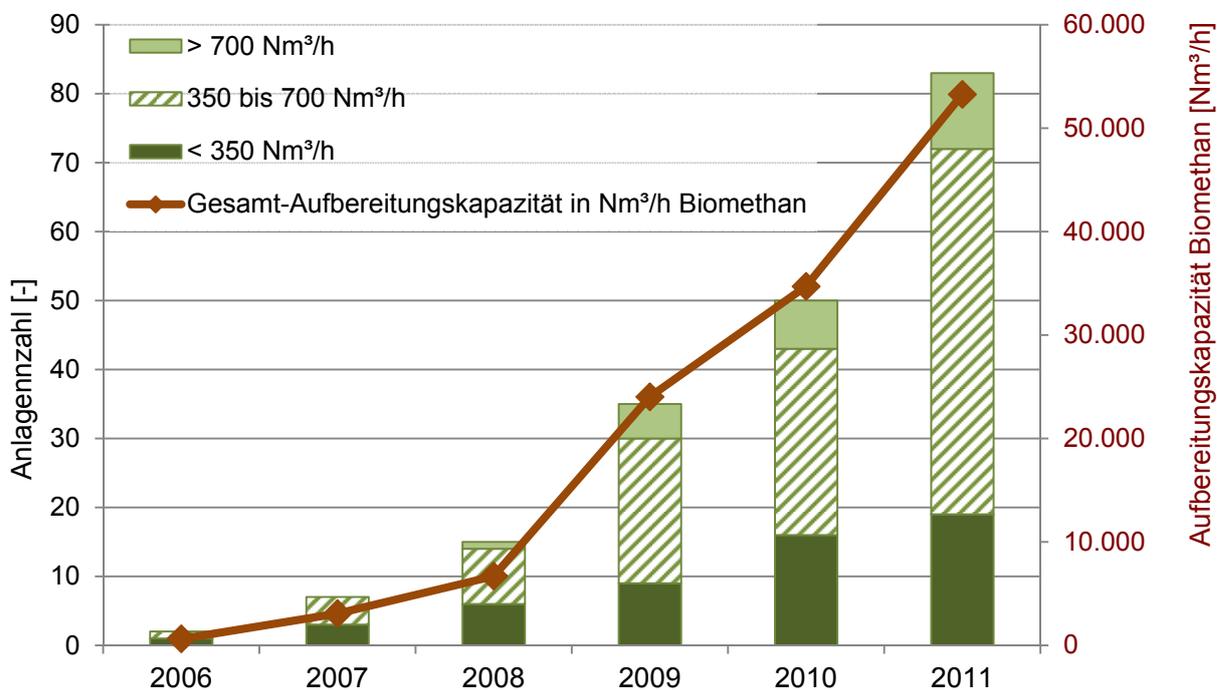


Abb. 3-27: Entwicklung der Aufbereitungskapazitäten für Biomethan nach Inbetriebnahmejahr und Leistungsgrößenklasse

Nach gegenwärtigem Kenntnisstand befinden sich 58 Anlagen in Bau/Planung, für die eine Inbetriebnahme in den Jahren 2012 und 2013 vorgesehen ist (Abb. 3-28), wobei sich der Großteil dieser Anlagen noch in der Planungsphase befindet. Die regionale Verteilung der Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland (in Betrieb, in Bau, in Planung) ist in Abb. 3-28 dargestellt. Zunehmend wird auch die Umrüstung stromerzeugender Biogasanlagen zu Konzepten, die mit der Technologie der Biogasaufbereitung und -einspeisung betrieben werden, umgesetzt. Von den gegenwärtig in Betrieb befindlichen Anlagen sind wenigstens 8 Anlagenstandorte bekannt, bei denen es sich um eine derartige Umrüstung handelt.

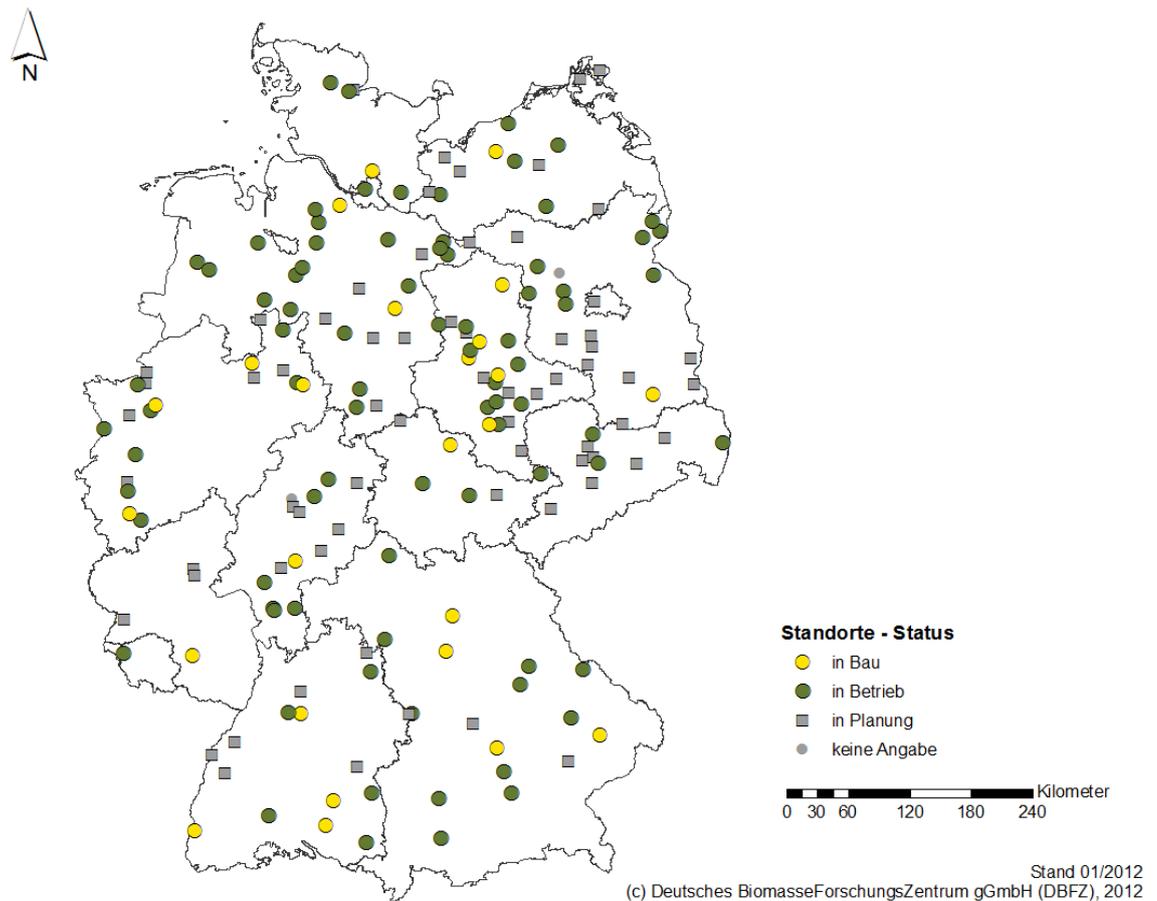


Abb. 3-28: Standorte Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland differenziert nach Status, Stand 01/2012

Für die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität finden überwiegend die Verfahren der Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW) und Aminwäsche Anwendung (Abb. 3-29). Zudem kommt an einigen Anlagen die sog. Genosorb[®]-Wäsche als Aufbereitungsverfahren zum Einsatz. Vereinzelt wird die Aufbereitung mit Hilfe des Membranverfahrens vorgenommen. Von den im Jahr 2011 neu in Betrieb gegangenen Anlagen werden bei der Mehrheit der Anlagen die Druckwasserwäsche oder Aminwäsche eingesetzt.

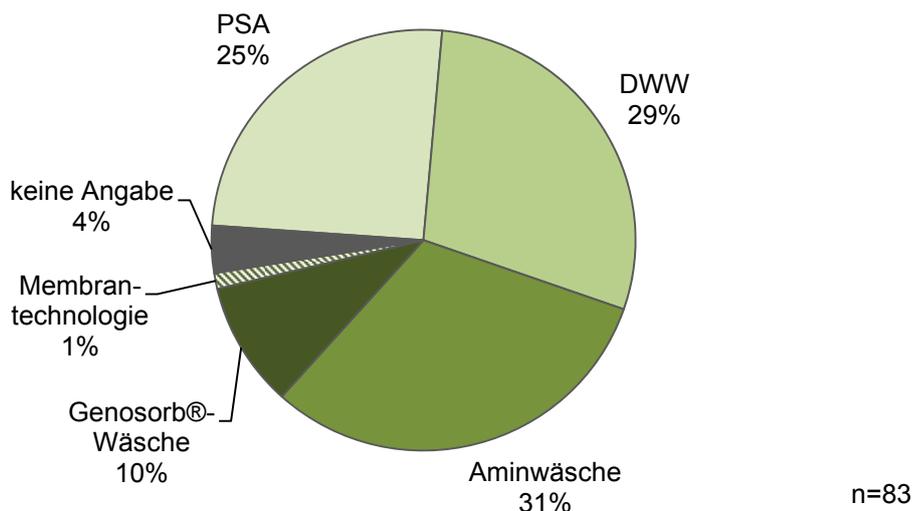


Abb. 3-29: Verteilung der Aufbereitungsverfahren zur Bereitstellung von Biomethan in Deutschland (2011)

3.4.3 Leistungsminderung und Ausfallzeiten

Die Anlagenverfügbarkeit und Auslastung der Biogasanlagen können von Ausfallzeiten und Leistungsminderung entlang der Prozesskette beeinträchtigt werden. Im Rahmen der Betreiberbefragung wurden Ursachen und Umfang für Leistungsminderung und Ausfallzeiten erfasst. Nach Angaben der Betreiber stellen dabei das BHKW und die Eintragstechnik diejenigen Komponenten dar, die am häufigsten zu Leistungsminderung und Ausfallzeiten im vergangenen Jahr geführt haben. Sofern im vergangenen Jahr eine Leistungsminderung der Anlage oder Ausfallzeiten auftraten, hat das BHKW in rund 85 % der Fälle zu Ausfällen oder Leistungsminderung geführt. Von zahlreichen Betreibern wurden jedoch Ausfallzeiten, die dem BHKW zuzuordnen sind, vielfach als planmäßige Ausfälle infolge von Wartungsarbeiten benannt. Bei rund 54 % der Betreiber kam es aufgrund von Störungen der Eintragstechnik zu Ausfallzeiten oder Leistungsminderung der Biogasanlage. Demgegenüber gaben mehr als 90 % der Betreiber an, keine Ausfälle oder Leistungsminderung infolge von Schaumbildung, Übersäuerung oder sonstigen Vorkommnissen gehabt zu haben. In Tab. 3-16 sind die Häufigkeiten und die Verteilung des Auftretens von Ausfallzeiten und Leistungsminderung an Biogasanlagen hinsichtlich der Ursachen dargestellt. Diesbezüglich wurden 577 Rückmeldungen von Anlagenbetreibern, die Angaben zu Ursachen von Ausfallzeiten und Leistungsminderung vorgenommen haben, berücksichtigt. Mehrfachnennungen waren dabei möglich. Sofern Angaben vorgenommen wurden, sind als sonstige Ursachen für Ausfälle und Leistungsminderung von den Betreibern folgende benannt worden: Umbauarbeiten, Korrosion, Reinigung und Entsandung, Fütterungsfehler, Kabelbruch, Reparatur Fermenterdach, defekte Fermenterheizung oder Überschwemmung. 3 Betreiber gaben an, dass im vergangenen Jahr das BHKW im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber gedrosselt bzw. abgeschaltet wurde.

Es ist zu berücksichtigen, dass zahlreiche Betreiber im Rahmen der Befragung explizit darauf hinwiesen, dass es sich bei den Angaben um Ursachen und Zeiten für Leistungsminderung jedoch nicht um Ausfälle handelt.

Tab. 3-16: Häufigkeiten der Ursachen von Ausfallzeiten und Leistungsminderung, Mehrfachnennungen möglich (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

	BHKW	Eintrags- technik	Rühr- technik	Schaum	Schwimm- schicht	Über- säuerung	sonstiges
Anzahl der Rückmeldungen	495	311	220	37	58	51	47
Anteil an Rückmeldungen (%) (n=577)	85,8	53,9	38,1	6,4	10,1	8,8	8,1

Bezüglich des Umfangs von Leistungsminderung oder Ausfallzeiten – differenziert nach den Ursachen – zeigt sich, dass im Mittel die Ausfallzeiten oder auftretende Leistungsminderung etwa zwischen 5 und 8 Tagen umfassen. Sofern jedoch Schaumbildung oder Übersäuerung Ursachen für Leistungsminderung oder Ausfälle sind, liegen die Ausfallzeiten im Mittel deutlich höher. In Tab. 3-17 sind die mittleren Ausfallzeiten bzw. Zeiten von Leistungsminderung nach Ursachen differenziert dargestellt. Demnach umfassen Ausfälle/Leistungsminderung durch das BHKW im Mittel 7,6 Tage. Sofern Ausfälle/Leistungsminderung durch die Eintrags- oder Rührtechnik verursacht sind, weisen sie bei der Hälfte der Anlagen eine Dauer von > 2 Tagen auf (Tab. 3-17, Median). Schaumbildung als Ursache für Ausfälle/Leistungsminderung hält im Mittel rund 4 Wochen an. Die im Rahmen der Befragung erfassten sonstigen Ausfallzeiten liegen im Mittel bei rund 12 Tagen.

Tab. 3-17: Umfang von Leistungsminderung/Ausfallzeiten differenziert nach Ursachen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Ursache	mittlere Dauer Ausfall/ Leistungsminderung \bar{x} (d)	Median	berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
BHKW	7,6	4	491
Eintragstechnik	5,2	2	319
Rührtechnik	5,8	2	219
Schaumbildung	28,3	3	37
Schwimmschicht	7,8	3	62
Übersäuerung	11,7	10	52
sonstiges	12,3	5	48

3.4.4 Maßnahmen der Anlagenerweiterung

Die Mehrheit der Biogasanlagen wird nach Inbetriebnahme der Anlage erweitert bzw. werden Maßnahmen zur Steigerung der Effizienz der Anlage durchgeführt. Mehrheitlich spielen dabei vor allem der Ausbau der Wärmenutzung und die Erhöhung der BHKW-Leistung eine wichtige Rolle. Wie bereits in Kapitel 3.1.1 und 3.3.1 dargestellt, erfolgt der Anlagenzubau vielfach an bestehenden Anlagenstandorten infolge des Zubaus zusätzlicher BHKW-Leistung oder Satelliten-BHKW.

Im Rahmen der Betreiberbefragung wurde erhoben, welche Maßnahmen der Anlagenerweiterung oder Erhöhung der Effizienz nach Inbetriebnahme der Anlage durchgeführt wurden. Diesbezüglich konnten 498 Rückmeldungen der Betreiber, die Angaben zu Maßnahmen der Anlagenerweiterung oder Effizienzsteigerung vorgenommen haben, berücksichtigt werden. Mehrfachnennungen waren möglich. Demnach gaben 70 % der Betreiber an, nach Inbetriebnahme der Biogasanlage die Wärmenutzung ausgebaut zu haben (Abb. 3-30). Das zeigt deutlich, dass die Wärmenutzung an vielen Biogasanlagen erst sukzessive nach Inbetriebnahme der Anlage ausgebaut wird. Im Rahmen der Befragung gaben 5 Anlagenbetreiber an, dass sich der Ausbau der Wärmenutzung derzeit in Planung bzw. im Bau befindet. Nach Angaben der Betreiber wurde bei rund 55 % der Anlagen nach der Inbetriebnahme der Anlage die installierte BHKW-Leistung erhöht. Damit werden an der Mehrheit der Anlagenstandorte nach Inbetriebnahme der Anlage weitere BHKW in Betrieb genommen bzw. die Leistung der installierten BHKW bei einem BHKW-Ersatz erhöht. Der Ersatz von Alt-BHKW durch neue Aggregate wurde bei rund 32 % der Anlagen vorgenommen. Die Installation einer Biogasaufbereitung nach Inbetriebnahme der Anlage spielt nur sehr selten eine Rolle, wie bereits in Kapitel 3.4.2 dargestellt.

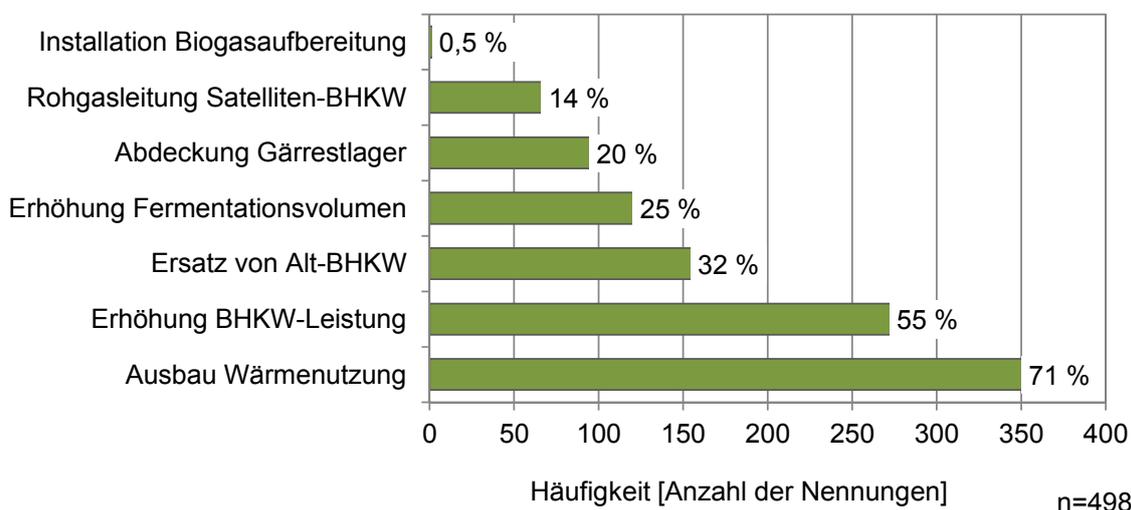


Abb. 3-30: Häufigkeit der Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung/Effizienzsteigerung; absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Eine Aufschlüsselung der Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung hinsichtlich der Inbetriebnahmezeitpunkte der Anlage ist in Tab. 3-18 dargestellt. Im Ergebnis ist zu erkennen, dass bei Anlagen, die vor 2004 in Betrieb gingen, vor allem der Ersatz von Alt-BHKW, sowie der Ausbau der Wärmenutzung mehrheitlich die umgesetzten Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung ausmachen. Ein Ausbau der Wärmenutzung sowie die Erhöhung der BHKW-Leistung ist bei Anlagen, die nach 2004 in Betrieb gingen, am häufigsten realisiert worden. Deutlich wird, dass die Installation einer Rohgasleitung zu einem Satelliten-BHKW verstärkt bei jüngeren Anlagen (Inbetriebnahme nach 2009) vorgenommen wird. Zudem deutet die Anzahl der berücksichtigten Rückmeldungen darauf hin, dass insbesondere Anlagen, die nach 2004 in Betrieb gegangen sind, derartige Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung umsetzen.

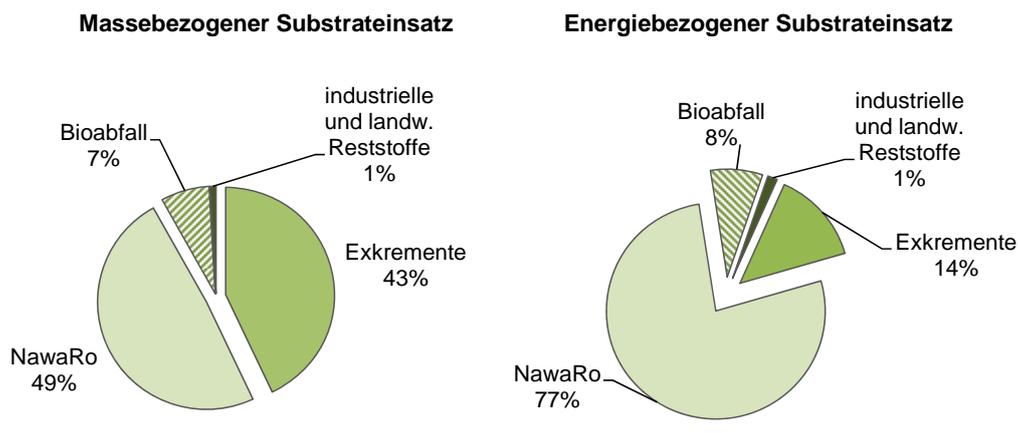
Tab. 3-18: Verteilung der Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr der Anlage (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

durchgeführte Maßnahme	Anteil der Anlagen (%)			
	Inbetriebnahmejahr			
	vor 2000	2000 - 2003	2004 - 2008	2009 - 2011
Ausbau Wärmenutzung	26,1	22,7	33,6	42,6
Erhöhung BHKW-Leistung	18,2	25,1	26,5	24,9
Ersatz von Alt-BHKW	33,0	23,7	11,5	6,2
Erhöhung Fermentationsvolumen	14,8	16,9	11,1	6,2
Abdeckung Gärrestlager	6,8	8,7	10,6	7,2
Rohgasleitung Satelliten-BHKW	1,1	2,4	6,3	12,9
Installation Biogasaufbereitung	0,0	0,5	0,3	0,0
berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)	88	207	584	209

3.5 Biomasseeinsatz

Nach wie vor dominiert der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffe und Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen. Dabei umfasst der Begriff Wirtschaftsdünger tierische Exkrememente und Einstreu. Insbesondere der Einsatz nachwachsender Rohstoffe wurde mit der Einführung des NawaRo-Bonus im Jahr 2004 kontinuierlich gesteigert. Mit der Neufassung des EEG 2009 und 2012 werden weiterhin nachwachsende Rohstoffe sowie der Einsatz von Wirtschaftsdünger in Biogasanlagen besonders gefördert. Bioabfälle und Reststoffe aus der Industrie und Landwirtschaft spielen dagegen eher eine untergeordnete Rolle.

Die Verteilung der eingesetzten Substrate in Biogasanlagen – ermittelt auf Basis der Betreiberbefragung 2011/12 – ist in Abb. 3-31 dargestellt. Die prozentualen Angaben beziehen sich dabei auf die massebezogene Verteilung (Frischmasse) aller Substratmengen, die im Rahmen der Betreiberbefragung erhoben wurden. Insgesamt konnten 652 Rückmeldungen der Betreiber berücksichtigt werden. Es bleibt jedoch zu beachten, dass davon auszugehen ist, dass der Substratinput nicht immer vollständig auf den Fragebögen angegeben wurde. Massebezogen nehmen nachwachsende Rohstoffe und Gülle mit rund 92 % den Großteil der Substratinputströme der befragten Biogasanlagen ein. Der Einsatz nachwachsender Rohstoffe dominiert dabei mit rund 49 % den Substrateinsatz in Biogasanlagen. Nach Angaben der Betreiber liegt der Einsatz von Bio- und Speiseabfällen bei rund 7 %. Industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe nehmen dagegen nur eine kaum nennenswerte Rolle am gesamten Substratinput ein. Im Ergebnis der Befragung hat der Anteil von Gülle am Substratinput gegenüber den Ergebnissen der Vorjahresbefragung leicht abgenommen (Betreiberbefragung 2010: Gülleanteil ca. 45 %).



n=652

Abb. 3-31: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Bezogen auf den Energiegehalt der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Verteilung des Gesamtsubstrateinsatzes in Biogasanlagen deutlich zu nachwachsenden Rohstoffen (Abb. 3-31). Damit sind rund 77 % der Energiebereitstellung in Biogasanlagen auf nachwachsende Rohstoffe zurückzuführen. Lediglich rund 14 % der Energiebereitstellung in Biogasanlagen gehen auf den Einsatz von Wirtschaftsdünger – massebezogen rund 43 % des Substratinputs – zurück.

Neben den rein landwirtschaftlichen Biogasanlagen, in denen Gülle und nachwachsende Rohstoffe eingesetzt werden, gibt es in Deutschland eine Vielzahl von Vergärungsanlagen, in denen Bioabfälle, Grünabfälle oder gewerbliche organische Abfälle, wie Lebensmittel oder Kantinen- und Küchenabfälle, eingesetzt werden. Insgesamt spielt der Einsatz von Bioabfällen eher eine untergeordnete Rolle beim Substrateinsatz in Biogasanlagen (Abb. 3-31). Dennoch steigt die Zahl der Bioabfallvergärungsanlagen in Deutschland kontinuierlich an. Zum einen werden Bioabfallvergärungsanlagen in bestehende Kompostierungsanlagen integriert, zum anderen wird mit dem EEG 2009 für den Einsatz von Bioabfällen – in Verbindung mit einer Rotte und der stofflichen Nutzung des festen Gärrestes – der Technologie-Bonus gewährt (KERN & RAUSSEN, 2011). Nach Angaben des Statistischen Bundesamtes lag die Anzahl der biologischen Abfallbehandlungsanlagen im Jahr 2009 bei 2 047, wovon 987 Anlagen als Biogas-/Vergärungsanlagen ausgewiesen sind. Diese Anlagen sind Bioabfallvergärungsanlagen, die für den Einsatz von Bioabfällen zugelassen sind. Jedoch werden nicht in allen dieser Anlagen tatsächlich Bioabfälle eingesetzt. Im Berichtsjahr 2009 wurden nach Angaben des Statistischen Bundesamtes in 686 dieser Anlagen (mit Genehmigung für den Einsatz von Abfällen) keine Bioabfälle vergoren. Damit wurden im Jahr 2009 in 301 Anlagen Bioabfälle zur Vergärung eingesetzt (DESTATIS, 2011).

Eine Aufschlüsselung des Substratmixes nach installierter elektrischer Anlagenleistung ist in Tab. 3-19 dargestellt. Es wird deutlich, dass Biogasanlagen im kleinen Leistungsbereich ($< 150 \text{ kW}_{\text{el}}$) überwiegend mit Wirtschaftsdünger beschickt werden, wobei der Einsatz von Bioabfall oder Reststoffen aus der Industrie und Landwirtschaft bei kleinen Leistungsgrößen kaum eine Rolle spielt. Der Anteil nachwachsender Rohstoffe am durchschnittlichen Substratmix steigt mit zunehmender Anlagenleistung. Während im Leistungsbereich $\leq 70 \text{ kW}_{\text{el}}$ nachwachsende Rohstoffe nur rund 20 % des Substratinputs darstellen, sind es im Leistungsbereich $> 1 000 \text{ kW}_{\text{el}}$ rund 60 %. Bioabfälle finden überwiegend in Anlagen des größeren Leistungsbereichs ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) Anwendung. Zu berücksichtigen ist, dass der

Anlagen des größeren Leistungsbereichs ($> 500 \text{ kW}_{\text{el}}$) Anwendung. Zu berücksichtigen ist, dass der Anteil von Bioabfällen und industriellen/landwirtschaftlichen Reststoffen am Substratmix verzerrt abgebildet wird, da diese Substrate in verhältnismäßig wenig Biogasanlagen eingesetzt werden, dann jedoch mit einem relativ großen Anteil ($> 70 \%$). Industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe haben in allen Leistungsbereichen einen kaum nennenswerten Anteil am Substratinput.

Tab. 3-19: Mittlerer Substratmix (massebezogen) in Biogasanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW_{el})	Substratmix – Mittelwert (%)				berücksichtigte Rückmeldungen (Anzahl)
	NawaRo	Wirtschaftsdünger	Bioabfall	industr./landw. Reststoffe	
≤ 70	21	79	0	0	47
71 – 150	44	53	2	1	52
151 – 500	51	45	3	1	343
501 – 1 000	60	32	7	1	163
$> 1 000$	58	21	17	1	44

*installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Einsatz nachwachsender Rohstoffe

Eine Differenzierung des Einsatzes nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen – bezogen auf die eingesetzte Masse – zeigt, dass Maissilage nach wie vor das dominierende Substrat beim Einsatz in Biogasanlagen ist. Grassilage ist mit einem Anteil von rund 9 % am Gesamteinsatz nachwachsender Rohstoffe beteiligt. Im Ergebnis der Betreiberbefragung macht der Einsatz von Getreide-GPS rund 6 % der eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe in Biogasanlagen – bezogen auf die eingesetzte Masse – aus. Daneben spielen Getreidekorn und Zwischenfrüchte mit jeweils rund 2 % am Input nachwachsender Rohstoffe eine geringe Rolle. Der Einsatz von Zuckerrüben in Biogasanlagen nimmt gegenwärtig einen Anteil von rund 1 % unter den nachwachsenden Rohstoffen ein. Damit ist der Anteil von Maissilage am Input gegenüber dem Ergebnis der Vorjahresbefragung (76 %) leicht angestiegen. Dagegen sind die Anteile von Getreidekorn und Grassilage am Einsatz nachwachsender Rohstoffe leicht zurückgegangen (DBFZ, 2011).

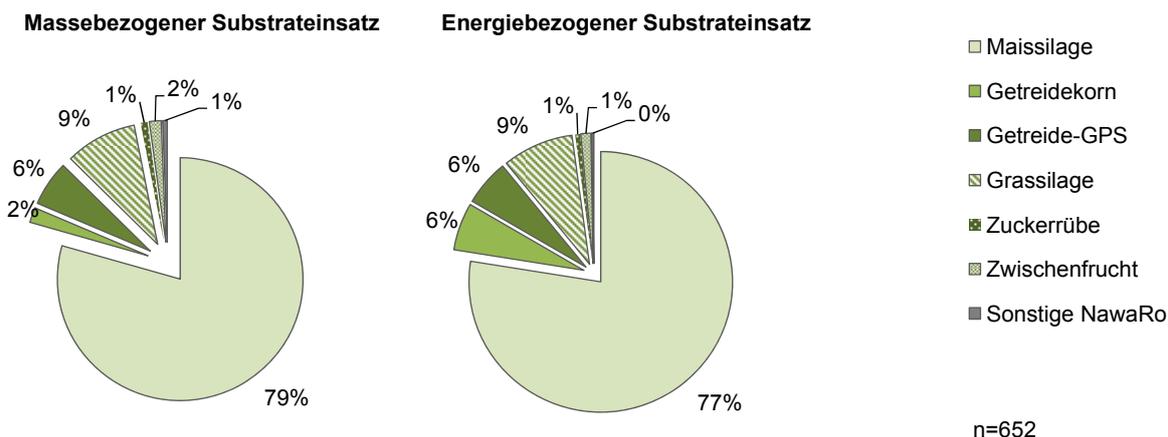


Abb. 3-32: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

In ist die masse- und energiebezogene Substratverteilung in Biogasanlagen in Deutschland insgesamt dargestellt, wobei die Substratkategorie „Nachwachsende Rohstoffe“ und „Exkremente“ detaillierter aufgeschlüsselt sind. Die massebezogene Verteilung bezieht sich dabei auf die Frischmasse aller Substrate, während die energiebezogene Verteilung den Methanertrag der Substrate berücksichtigt.

Tab. 3-20: Masse- und energiebezogene Substratverteilung in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12) im Überblick

Substratkategorie	Substrate	Substratverteilung in %	
		Massebezogen	Energiebezogen
NawaRo	Mais	38,9	59,7
NawaRo	Gras	4,6	6,7
NawaRo	GPS-Getreide	2,9	4,4
NawaRo	Getreide (Getreidekorn)	1,0	4,5
NawaRo	Zwischenfrucht	0,8	0,9
NawaRo	Zuckerrübe	0,4	0,5
NawaRo	Sonstige NawaRo	0,3	0,2
Exkremente	Rindergülle	31,3	7,7
Exkremente	Rinderfestmist	3,4	2,6
Exkremente	Schweinegülle	6,2	1,1
Exkremente	Geflügelfestmist/HTK	2,0	2,4
Bioabfall	Bioabfall	7,2	7,7
Landwirt./ind. Reststoffe	Landwirt./ind. Reststoffe	0,9	1,4
Gesamt	Gesamt	100,0	100,0

Substrateinsatz in Biogasaufbereitungsanlagen

Die Mehrheit der Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen basiert auf der Vergärung nachwachsender Rohstoffe. Dabei dominiert vor allem der Einsatz von Maissilage, Grassilage und Ganzpflanzensilage, ergänzt durch Gülle, den Substratinput in den Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland. Eine

Aufschlüsselung des Substrateinsatzes in Biogasaufbereitungsanlagen auf Basis nachwachsender Rohstoffe – bezogen auf die eingesetzte Menge – ist in Abb. 3-33 dargestellt. Zu beachten ist, dass diesbezüglich lediglich für 20 Anlagen der Substratinput genau bekannt ist und es sich bei den berücksichtigten Anlagen ausschließlich um Anlagen auf Basis von NawaRo handelt.

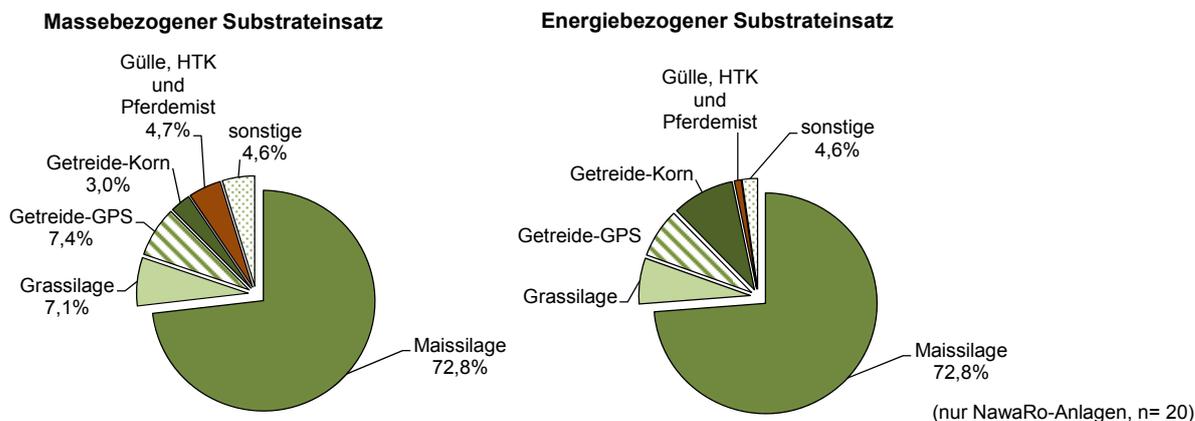


Abb. 3-33: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasaufbereitungsanlagen auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen (n=20)

Darüber hinaus sind, sofern der Substratinput in den Anlagen bekannt ist, 10 Anlagen in Betrieb, in denen anteilig oder ausschließlich organische Abfälle bzw. Reststoffe (z. B. Bioabfall, Speisereste, Kantinen- oder Küchenabfälle, Schlachtabfälle) eingesetzt werden. Allein im Jahr 2011 sind fünf dieser Anlagen in Betrieb gegangen. Zudem sind zwei Anlagen, in denen hauptsächlich Schlempe aus der Biokraftstoffherstellung vergoren wird, in Betrieb.

Zündöleinsatz

Zündöl wird beim Betrieb von Zündstrahlmotoren als Stützfeuerung verwendet. Während Gas-Otto-Motoren Biogas direkt verbrennen können, benötigen Zündstrahlmotoren eine Beigabe von Zündöl. Die Einsatzmenge hängt von der Art des Zündöls und der Motoren ab. Bei neueren Zündstrahlmotoren sind nach Herstellerangaben 2 – 3 % Zündölanteil erforderlich (FÖRTIG, CHRISTOF, 2012). In den vergangenen Jahren wurden u. a. aufgrund geringer Zündölpreise höhere Zündölanteile eingesetzt, wobei max. 10 % Zündöl zulässig sind. Als Zündöle kommen Heizöl, Pflanzenöl und Rapsmethylester (RME) bzw. Biodiesel in Betracht. Seit 2007 darf für in Betrieb gegangene Anlagen jedoch nur noch Pflanzenöl oder Biodiesel verwendet werden, wenn der erzeugte Strom nach dem EEG vergütet werden soll. Nach Aussagen der Firma Schnell wird für Zündstrahlmotoren gegenwärtig überwiegend Biodiesel als Zündöl eingesetzt (FÖRTIG, CHRISTOF, 2012).

Nach Auswertung der Betreiberbefragung 2011/2012 beträgt der Anteil der Zündstrahlmotoren bezogen auf die gesamte installierte elektrische Leistung aller Rückmeldungen 17,3 % (vgl. Tab. 3-21).

Tab. 3-21: Verteilung der Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12, n=1 110)

installierte elektr. Anlagenleistung* (kW _{el})	mittlere install. elektrische Anlagenleistung (kW _{el})		Anteil an der install. elektrischen Anlagenleistung (%)	
	Gas-Otto-Motor	Zündstrahl-Motor	Gas-Otto-Motor	Zündstrahl-Motor
≤ 70	41	43	65,4	34,6
71 - 150	111	106	62,6	37,4
151 - 500	262	249	74,7	25,3
501 – 1 000	584	0	100,0	0,0
> 1 000	1562	0	100,0	0,0
Gesamt	308	190	82,7	17,3

*installierte Gesamtleistung am Anlagenstandort

Ausgehend von einer installierten elektrischen Anlagenleistung von 2 700 MW_{el} sind demnach 468 MW_{el} für die Zündstrahlaggregate zu berücksichtigen. Der Zündölanteil sowie die Art des eingesetzten Zündöls lassen sich aus der Befragung nicht ableiten. Gemäß der Betreiberumfrage wurden rd. 38 % der Zündstrahlaggregate bzw. rd. 45 % der installierten elektrischen Anlagenleistung der Zündstrahlmotoren nach 2007 in Betrieb genommen (n=282). Zur Schätzung der Zündölmengen werden ein durchschnittlicher elektrischer Wirkungsgrad von 40 %, 7 500 Volllaststunden und ein Zündölanteil von durchschnittlich 6 % angenommen. Vereinfachend wird der Heizwert von Biodiesel mit 37,1 MJ/kg und einer Dichte von 0,879 kg/l unterstellt (FNR E.V., 2011). Unter Berücksichtigung der genannten Annahmen wird für 2011 eine Zündölmenge von rd. 60 Mio. l ermittelt. Wird angenommen, dass rd. 80 % der Zündölmengen auf Biodiesel oder Pflanzenöl zurückgehen, ergibt sich ein Flächenbedarf für pflanzliches Zündöl in der Größenordnung von rd. 30 000 ha (Hektarertrag für Biodiesel: 1 590 l/ha (FNR E.V., 2011).

3.6 Zusammenfassung Berichtsperiode 2009-2011

Im Folgenden wird die Entwicklung des Biogasanlagenbestands für die Berichtsperiode 2009 – 2011 zusammenfassend dargestellt. Zudem werden ausgewählte Aspekte zur Anlagenentwicklung nach EEG 2009 dargestellt. Diesbezüglich werden lediglich Neuanlagen, die zwischen dem 01.01.2009 und 31.12.2011 in Betrieb gegangen sind, berücksichtigt – nachfolgend als Neuanlagen bezeichnet. Die Darstellungen beruhen im Wesentlichen auf Zusammenfassungen vorangegangener Berichte im Rahmen der Berichtsperiode des Projektes und Auswertungsergebnissen der Betreiberbefragung des DBFZ, wobei die Ergebnisse der aktuellsten Befragung (2011/12) herangezogen werden. Diesbezüglich liegen 190 Rückmeldungen von Betreibern vor, deren Biogasanlagen zwischen 2009 und 2011 in Betrieb gegangen sind. Darüber hinaus werden Informationen der Länderministerien, Referenzlisten von Anlagenherstellern und die Biogasanlagendatenbank des DBFZ herangezogen.

Anlagenentwicklung

Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 erfuhr der Biogasanlagenbestand in den vergangenen Jahren einen rasanten Wachstumsschub. Der jährliche Ausbau der Biogasproduktionskapazitäten überstieg dabei jeweils die vor 2009 erzielten Ausbauraten. Insgesamt sind zwischen 2009 und 2011 rund 3 150

Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von rund 1 420 MW_{el} in Betrieb gegangen. In Tab. 3-22 ist der jährliche Zubau an Biogasanlagen zwischen 2004 und 2011 dargestellt. Deutlich werden dabei vor allem die Booms beim Anlagenzubau im Jahr 2005 und seit 2009, die aufgrund der verbesserten Vergütungssätze infolge der Novellierung bzw. Neufassung des EEG signifikante Anreize für den Bau von Biogasanlagen widerspiegeln.

Tab. 3-22: Jährlicher Zubau an Biogasanlagen zwischen 2004 und 2011 und Verlauf der gesamten installierten elektrischen Biogasanlagenleistung in Deutschland

Zubau	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Anlagenzahl	250	680	610	450	350	850	1 000	1 300
Anlagenleistung (MW _{el})	55	420	335	232	203	418	450	550
Install. elektr. Gesamtleistung (MW_{el})	245	665	1 000	1 232	1 350	1 830	2 300	2 850

Eine Aufschlüsselung des Anlagenzubaus seit 2009 auf Bundeslandebene ist in Abb. 3-34 dargestellt. Dabei wird deutlich, dass vor allem in Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern die stärksten Zubauraten der Anlagenzahl gegenüber dem Anlagenbestand Ende 2008 verzeichnet wurden. In Bayern, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen und Schleswig-Holstein verdoppelte sich nahezu die Anlagenzahl gegenüber dem Bestand Ende 2008. Ein vergleichsweise geringer Ausbau der Biogaskapazitäten zwischen 2009 und 2011 bezogen auf die Ende 2008 in Betrieb befindlichen Anlagen kann dagegen in Brandenburg, Hessen und Baden-Württemberg festgestellt werden.

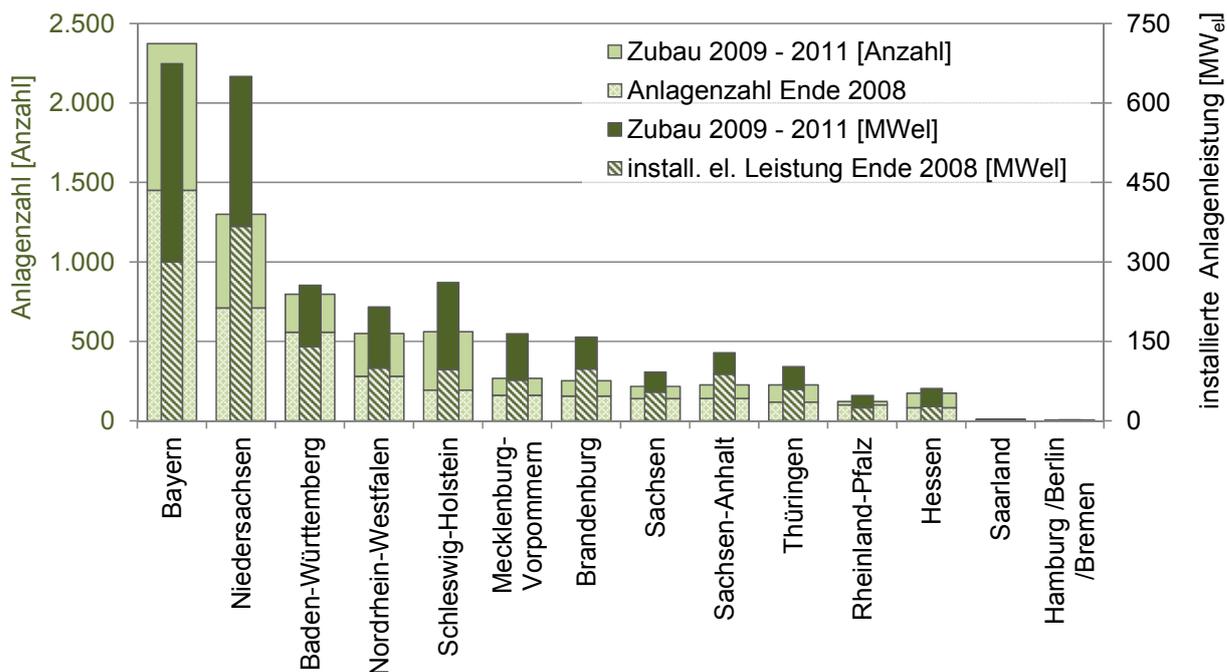


Abb. 3-34: Entwicklung der Anlagenzahl und installierten elektrischen Anlagenleistung auf Bundeslandebene

Größenklassenverteilung

Mit der Neufassung des EEG 2009 wurden kleine Biogasanlagen besonders gefördert. Dies spiegelt sich deutlich im Anlagenzubau wider, der sich klar hin zu Anlagen im Leistungsbereich $< 500 \text{ kW}_{el}$ verschoben hat. Die mittlere Anlagenleistung von Neuanlagen liegt bei rund 340 kW_{el} . Der Anlagenzubau nach EEG 2009 kann auf Grundlage der Biogasanlagendatenbank des DBFZ und Mitteilungen der Länderministerien nach Größenklassen aufgeschlüsselt werden.

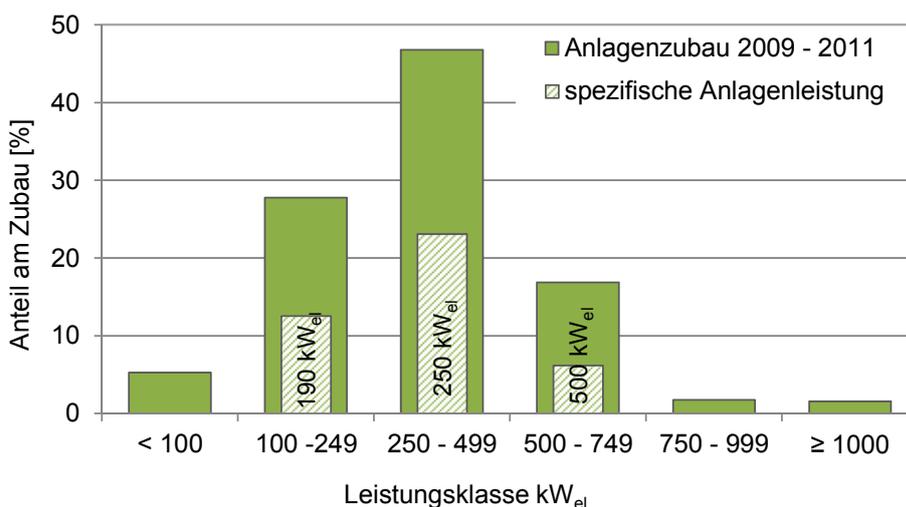


Abb. 3-35: Prozentuale Verteilung des Anlagenzubaus 2009 - 2011 nach Leistungsklassen sowie Anteil von Anlagen mit ausgewählter spezifischer Anlagenleistung

Abb. 3-35 zeigt, dass der Biogasanlagenzubau seit 2009 überwiegend im Leistungsbereich zwischen 250 und 499 kW_{el} erfolgte. Zudem weisen rund 28 % der Neuanlagen eine installierte Anlagenleistung

zwischen 100 und 249 kW_{el} auf. Deutlich wird, dass insbesondere Anlagen mit einer spezifischen Größen von 190 kW_{el} und 250 kW_{el} zwischen 2009 und 2011 einen signifikanten Anteil des Zubaus darstellen. Rund 23 % der Biogasanlagen, die zwischen 2009 und 2011 in Betrieb gingen, haben eine Anlagenleistung von 250 kW_{el} (vgl. Abb. 3-35). Während nach der Novellierung des EEG im Jahr 2004 neue Anlagen vorrangig im größeren Leistungsbereich zwischen 500 und 1 000 kW_{el} zugebaut wurden, bewirkte die Neufassung des EEG 2009 eine Verschiebung zu kleineren Biogasanlagen.

Vergütung

Mit der Einführung neuer Boni im EEG 2009 ist die Anzahl der Kombinationen der Vergütungsstrukturen für Biogasanlagen deutlich erweitert worden. Die relative Häufigkeit der in Anspruch genommenen Vergütungsstrukturen (Kombination der Boni) für Neuanlagen nach dem EEG 2009 ist in Abb. 3-36 dargestellt. Demnach erhalten mehr als 40 % der Betreiber neben der Grundvergütung den NawaRo-, KWK- und Gülle-Bonus. Rund 20 % der Betreiber nehmen zudem die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung in Anspruch. Gegenwärtig erhalten rund 16 % der Neuanlagen zusätzlich zur Grundvergütung den NawaRo- und Gülle-Bonus. Damit nehmen rund 80 % der Betreiber von Neuanlagen genau eine der drei in Abb. 3-36 benannten Vergütungskombinationen in Anspruch.

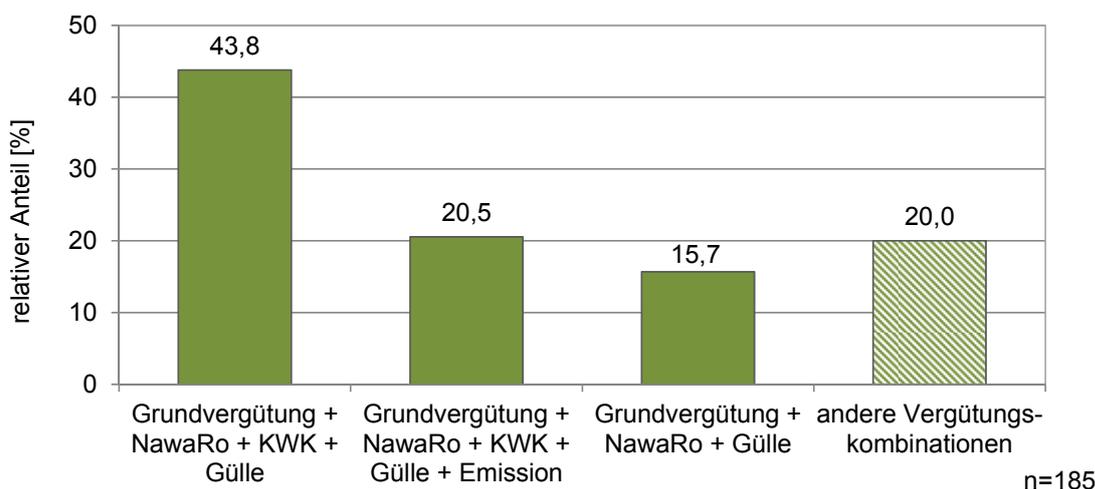


Abb. 3-36: relative Häufigkeit von in Anspruch genommenen Vergütungskombinationen für Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Eine Aufschlüsselung der Inanspruchnahme der Boni zeigt deutlich, dass nach Angaben der Betreiber mehr als 90 % der Neuanlagen nach EEG 2009 den NawaRo-Bonus und den Gülle-Bonus erhalten (Tab. 3-23). Den KWK-Bonus beanspruchen rund 3/4 der Anlagen, die zwischen 2009 und 2011 in Betrieb gingen. Die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung erhalten rund 32 % der Neuanlagen. Damit wird deutlich, dass insbesondere der mit der Neufassung des EEG neu eingeführte Gülle-Bonus und die Vergütungserhöhung für Emissionsminderung in der Praxis sehr häufig sind. Der Technologie-Bonus nach EEG 2009 wird kaum in Anspruch genommen. Dieser wird bei den betrachteten Neuanlagen für die Vergärung von Bioabfällen gewährt. Den Landschaftspflegebonus erhalten nach Angaben der Betreiber rund 7 % der Neuanlagen.

Tab. 3-23: Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung für Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

	NawaRo	KWK	Gülle	Landschafts- pflege	Technologie	Vergütungs- erhöhung für Emissions- minderung	keine Boni
Anzahl der Rückmeldungen	179	139	171	13	3	59	3
Anteil an Rückmeldungen (%) (n=185)	96,8	75,1	92,4	7,0	1,6	31,9	1,6

Substrateinsatz

In Bezug auf den Substrateinsatz in Neuanlagen dominieren im Ergebnis der Betreiberbefragung der Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen und Gülle. Rund 95 % des Substratinputs – bezogen auf die eingesetzte Menge – gehen dabei auf nachwachsende Rohstoffe (ca. 55 %) und den Einsatz von Wirtschaftsdünger (ca. 41 %) zurück (Abb. 3-37). Diesbezüglich konnten 174 Rückmeldungen von Betreibern berücksichtigt werden. Der Anteil von Gülle am Substratinput in Neuanlagen ist damit etwas geringer als im Durchschnitt des Anlagenbestands (ca. 43 %, Kapitel 3.5). Im Ergebnis der Befragung machen Bioabfälle lediglich 4 % der Substratinputströme in Biogasanlagen, die nach 2009 in Betrieb gingen, aus. Industrielle und landwirtschaftliche Reststoffe spielen keine nennenswerte Rolle beim Substrateinsatz in Neuanlagen.

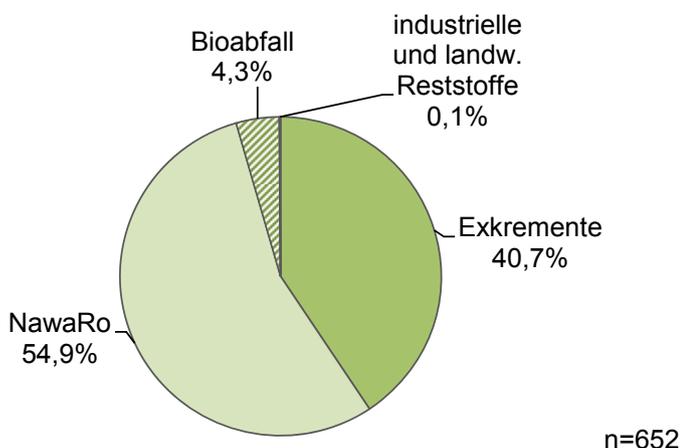


Abb. 3-37: Massebezogener Substrateinsatz in Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

Eine Gegenüberstellung der Verteilung des Einsatzes von Wirtschaftsdünger im Ergebnis der vorangegangenen Betreiberbefragungen hat gezeigt, dass dessen Anteil am Substratmix in den vergangenen Jahren hin zu einem Einsatzanteil von 30 – 50 % verschoben wurde. Zum einen wird dabei in einer zunehmenden Anzahl von Biogasanlagen > 30 % Gülle eingesetzt, zum anderen hat die Anzahl von Anlagen mit einem Anteil von > 50 % Gülle am Substratmix abgenommen (DBFZ, 2011). Zudem konnte aufgezeigt werden, dass die Mehrheit der Anlagenbetreiber (ca. 72 %) im Zuge des EEG 2009 keine Veränderungen des Gülleeinsatzes vorgenommen haben. Bei rund 28 % der Biogasanlagen, die vor 2009

in Betrieb gingen, wurde nach Angaben der Betreiber der Einsatz von Gülle gegenüber 2008 erhöht – im Mittel um rund 40 % gegenüber 2008. Im Ergebnis lässt sich aufzeigen, dass mit der Neufassung des EEG 2009 bei nicht ganz 30 % der Biogasanlagen ein zusätzlicher Einsatz von Gülle in Biogasanlagen mobilisiert werden konnte (DBFZ, 2011).

Eine Differenzierung des Substrateinsatzes nachwachsender Rohstoffe für Neuanlagen – bezogen auf die eingesetzte Menge – ist in Abb. 3-38 dargestellt. Maissilage nimmt dabei analog zum Anlagenbestand eine dominierende Stellung ein. Insgesamt ist die Verteilung nachwachsender Rohstoffe am Substratinput in Biogasanlagen, die seit 2009 in Betrieb gingen, übereinstimmend zum NawaRo-Mix des Anlagenbestands (Abb. 3-32, Kapitel 3.5). Lediglich der Einsatz von Getreidekorn und Zuckerrübe spielen bei den Neuanlagen nach EEG 2009 gegenüber dem Anlagenbestand eine etwas geringere Rolle.

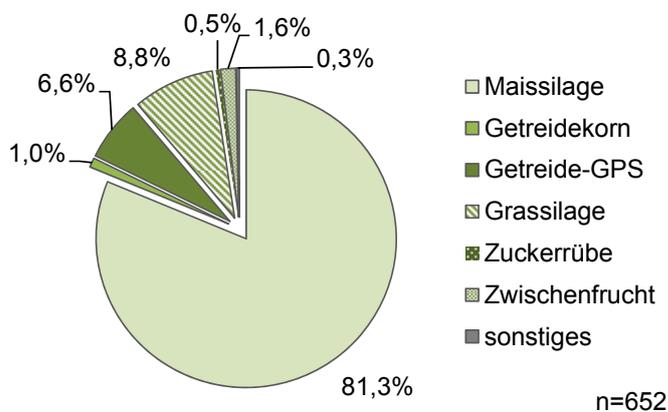


Abb. 3-38: Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)

4 Anlagen zur Nutzung flüssiger Bioenergieträger

4.1 Stand der Nutzung

Pflanzenöl verliert als Brennstoff zur Gewinnung von Strom aus erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung. Nach dem starken Rückgang des Anlagenbestandes in 2008 infolge der extrem gestiegenen Pflanzenölpreise hat ein erneut starker Preisanstieg im vierten Quartal 2010 (vgl. Abb. 4-8) sowie ein Verharren der Pflanzenölpreise auf hohem Niveau im Jahr 2011 zu einem weiter deutlichen Rückgang des Anlagenbestandes geführt. Zudem ist seit 01.01.2011 für den Erhalt der Vergütung nach EEG der Einsatz von als nachhaltig zertifizierten Pflanzenölen notwendig.

4.1.1 Entwicklung des Anlagenbestandes

Die Beobachtung des Anlagenbestandes für 2011 erfolgte auf der Basis einer Befragung von 4 Herstellern bzw. Installateuren, die insgesamt über 1 000 Pflanzenöl BHKW in Deutschland installiert haben sowie einer Befragung von 97 Betreibern von Pflanzenöl BHKW.

In 2011 erfolgte eine fortschreitende Stilllegung oder Umrüstung von Pflanzenöl BHKW.

Im kleinen Leistungsbereich bis 10 kW installierter elektrischer Leistung, der nahezu ausschließlich der Heizung und Warmwasseraufbereitung von Ein- und Mehrfamilienhäusern dient, wurden inzwischen etwa 70 % der ursprünglich installierten Anlagen auf Heizöl umgestellt, Kompletstilllegungen gibt es wenige. Die Anlagen der mittleren Leistungsbereiche bis 500 kW_{el} werden lediglich zu noch 15-20 % mit Pflanzenöl betrieben, was etwa 350 Anlagen entspricht. (vgl. Abb. 4-1). Neben zahlreichen nicht betriebenen Anlagen werden die BHKW zunehmend auf alternative Brennstoffe umgerüstet (siehe Befragungen).

Im Rahmen der Energiestatistik des Statistischen Bundesamtes sind alle Heizkraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 1 MW berichtspflichtig. Für 2010 sind hier 6 Heizkraftwerke der Allgemeinen Versorgung mit einer Elektrizitätserzeugung von etwa 44 GWh sowie 9 Heizkraftwerke der Industrie mit etwa 354 GWh registriert, die flüssige biogene Stoffe energetisch nutzen (DESTATIS).

Aufgrund der gleichbleibend hohen Pflanzenölpreise und den Ergebnissen der Befragungen ist davon auszugehen, dass auch in der Größenklasse größer 1 MW der Anteil der noch mit Pflanzenöl betriebenen Anlagen in 2011 rückläufig ist. Davon ausgehend, dass derzeit noch etwa 10 Anlagen größer 1 MW_{el} mit einer installierten elektrischen Leistung von insgesamt etwa 40 MW betrieben werden, ergibt sich für 2011 insgesamt ein Bestand von etwa 560 Anlagen. Die installierte elektrische Anlagenleistung von knapp 400 MW in 2007 ist auf etwa 100 MW Ende 2011 zurückgegangen.

Inwiefern in den in der Energiestatistik erfassten Anlagen ausschließlich Pflanzenöl als Brennstoff eingesetzt wurde, ist derzeit nicht abschließend zu klären. In Abhängigkeit davon ist die installierte Leistung der Pflanzenöl BHKW ggf. deutlich nach unten zu korrigieren, da die Großanlagen (> 1 MW) mit etwa 40 % einen erheblichen Anteil des betriebenen Bestandes ausmachen.

In Abb. 4-1 ist die Entwicklung des Anlagenbestandes und der damit verbundenen installierten elektrischen Leistung in den Jahren 2006 bis 2011 zusammenfassend dargestellt.

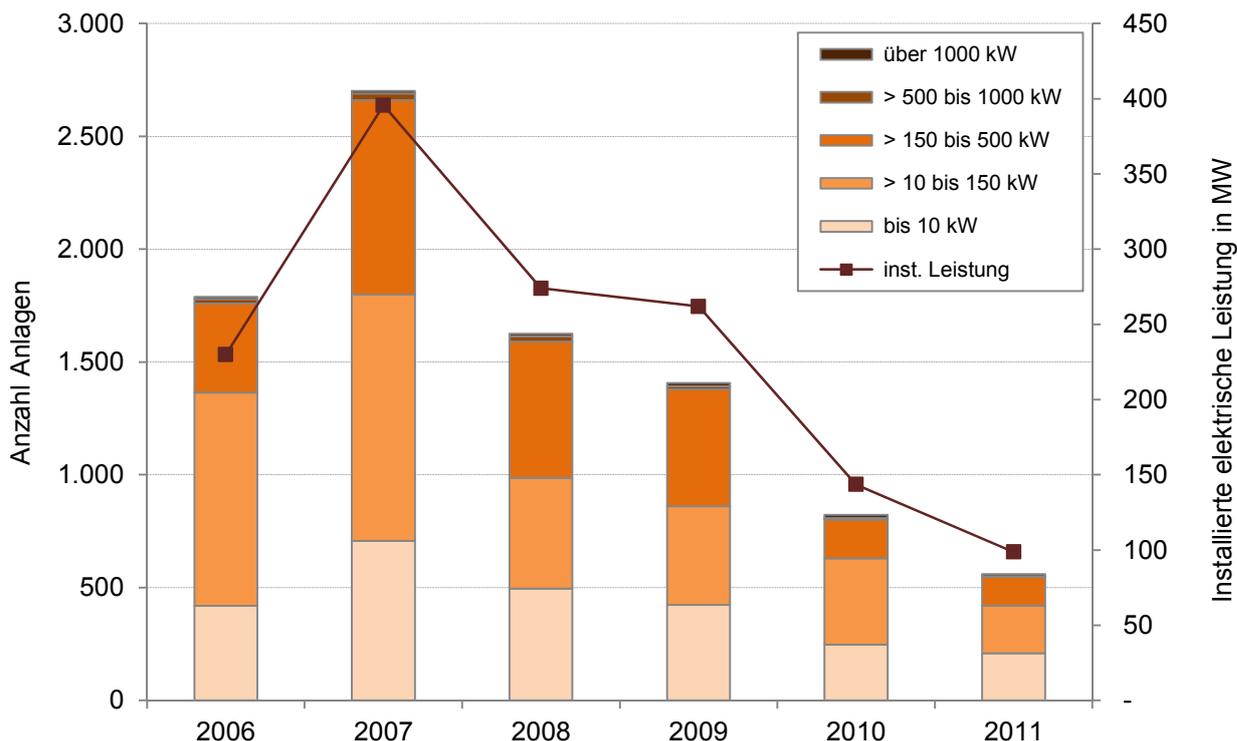


Abb. 4-1: Entwicklung Anlagenbestand Pflanzenöl BHKW

Insbesondere im Bereich der Ein- und Mehrfamilienhäusern ($< 10 \text{ kW}_{\text{el}}$) gibt es wenige Stilllegungen. Die Anlagen werden entweder mit Pflanzenöl betrieben oder auf Heizöl umgestellt. Mit zunehmender Anlagenleistung nehmen auch die Anteile stillgelegter Anlagen zu. Mit Pflanzenöl weiter betrieben werden derzeit v.a. Anlagen, deren Wärmelieferungen aufgrund vertraglicher Vereinbarungen geleistet werden müssen. Der Betrieb v.a. stromgeführter Anlagen ist aufgrund der hohen Pflanzenölpreise ausgesetzt. Da nicht mit einem wesentlichen Sinken der Pflanzenölpreise zu rechnen ist (VON SCHENCK, 2012), werden wahrscheinlich auch diese stillgelegten Anlagen perspektivisch demontiert und verkauft oder auf alternative Brennstoffe umgerüstet werden.

Bei einem zwischenzeitlichen Brennstoffwechsel der Pflanzenöl BHKW entfällt nach Auslegung der Clearingstelle EEG der Vergütungsanspruch nicht endgültig sondern besteht erneut sobald die Voraussetzungen des § 8 Abs. 1 Satz 1 EEG 2004 wieder erfüllt sind (CLEARINGSTELLE EEG, 2011). Dies gilt aber nicht für den Anspruch auf den NawaRo-Bonus, dieser würde nach einem Wechsel des Brennstoffs dauerhaft entfallen. Daher ist ein erneuter Brennstoffwechsel von fossilen Brennstoffen zu Pflanzenöl als unwahrscheinlich zu bewerten.

Befragungen

Im Rahmen des Vorhabens wurden sowohl Betreiber als auch Hersteller und Installateure/Händler von Pflanzenöl BHKW wiederholt befragt.

Die Ergebnisse der Betreiberbefragungen verdeutlichen den Wandel im Anlagenbestand und sind in Abb. 4-2 zusammenfassend dargestellt.

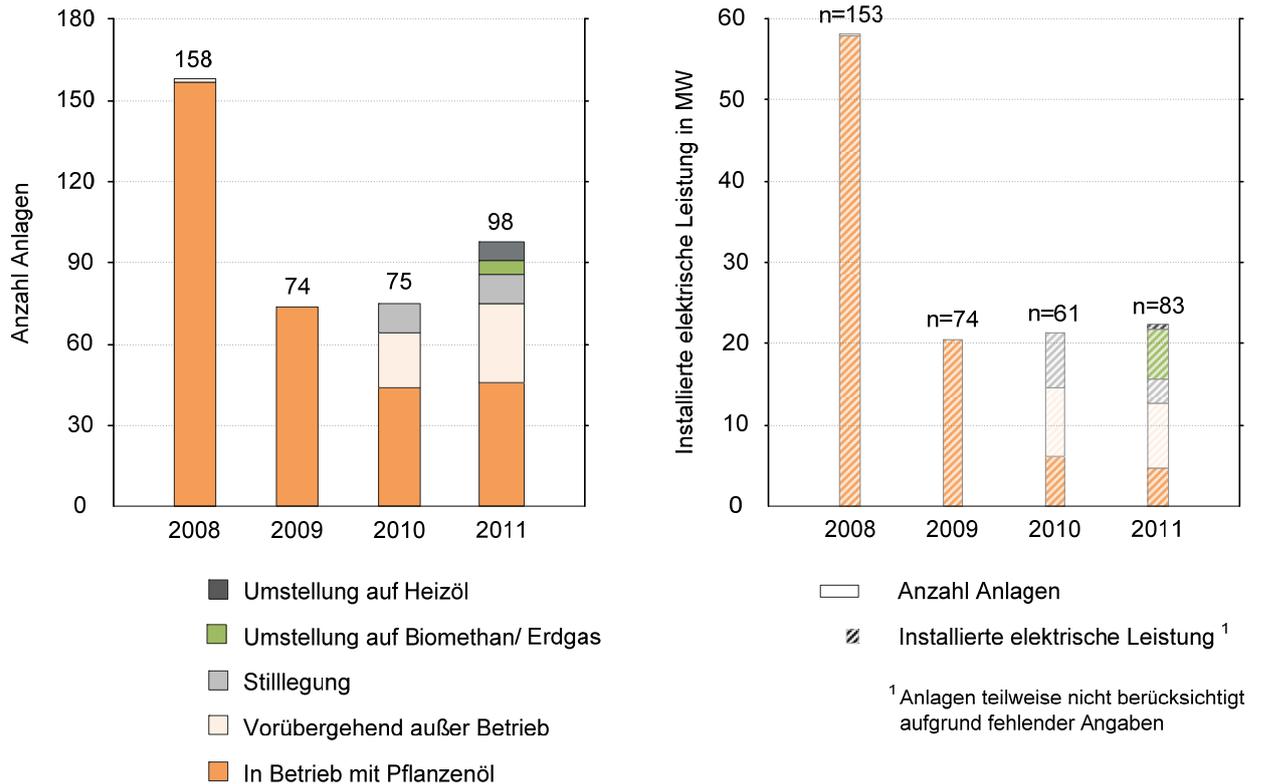


Abb. 4-2: Betreiberbefragung Pflanzenöl BHKW 2008 bis 2011

Für die Befragung von Betreibern von Pflanzenöl BHKW wurden im Dezember 2011 280 Fragebögen verschickt. Im Februar 2012 standen 97 beantwortete Fragebögen zur Auswertung zur Verfügung. Die Ergebnisse der Betreiberbefragung 2011 spiegeln spezifisch nach Größenklassen deutliche Tendenzen wider. Vor allem wird ersichtlich, dass der Anteil derzeit nicht betriebener Anlagen mit den Größenklassen zunimmt.

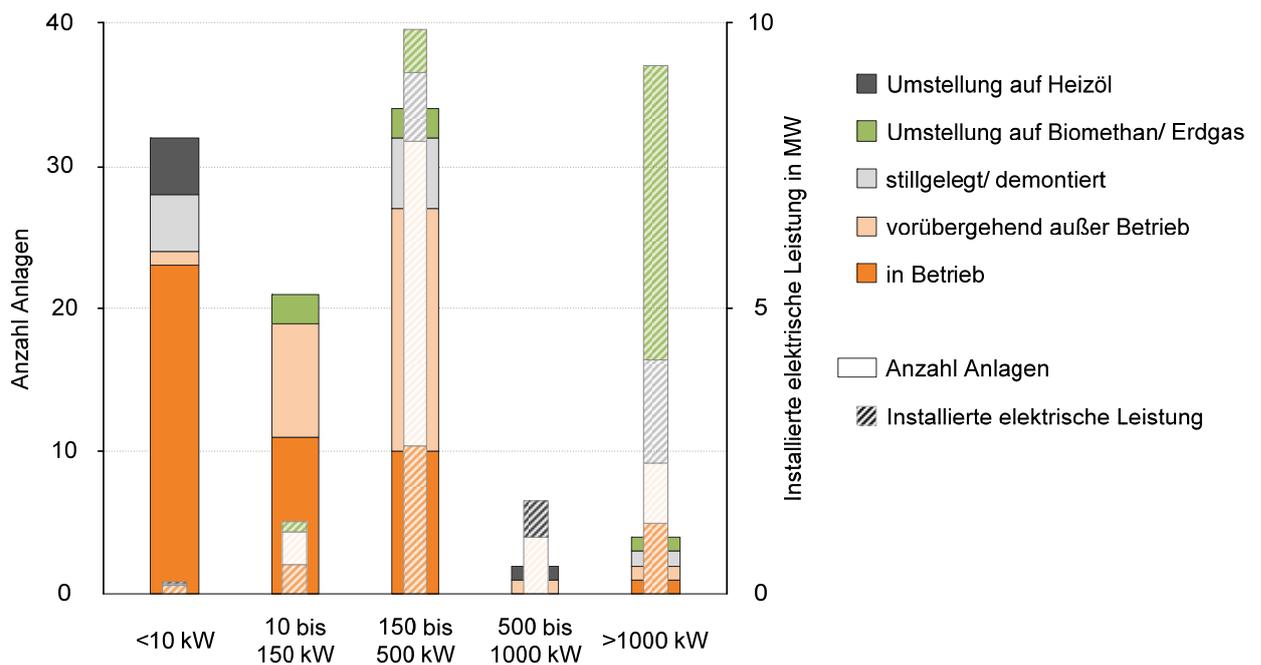


Abb. 4-3: Betreiberbefragung Pflanzenöl BHKW 2011

Neben den Betreiberbefragungen wurden zudem Hersteller und Händler von Pflanzenöl BHKW befragt, um den Querschnitt des Bestandes besser erfassen zu können. Die Ergebnisse dieser Befragungen aus 2010 und 2011 sind in Abb. 4-4 gegenübergestellt.

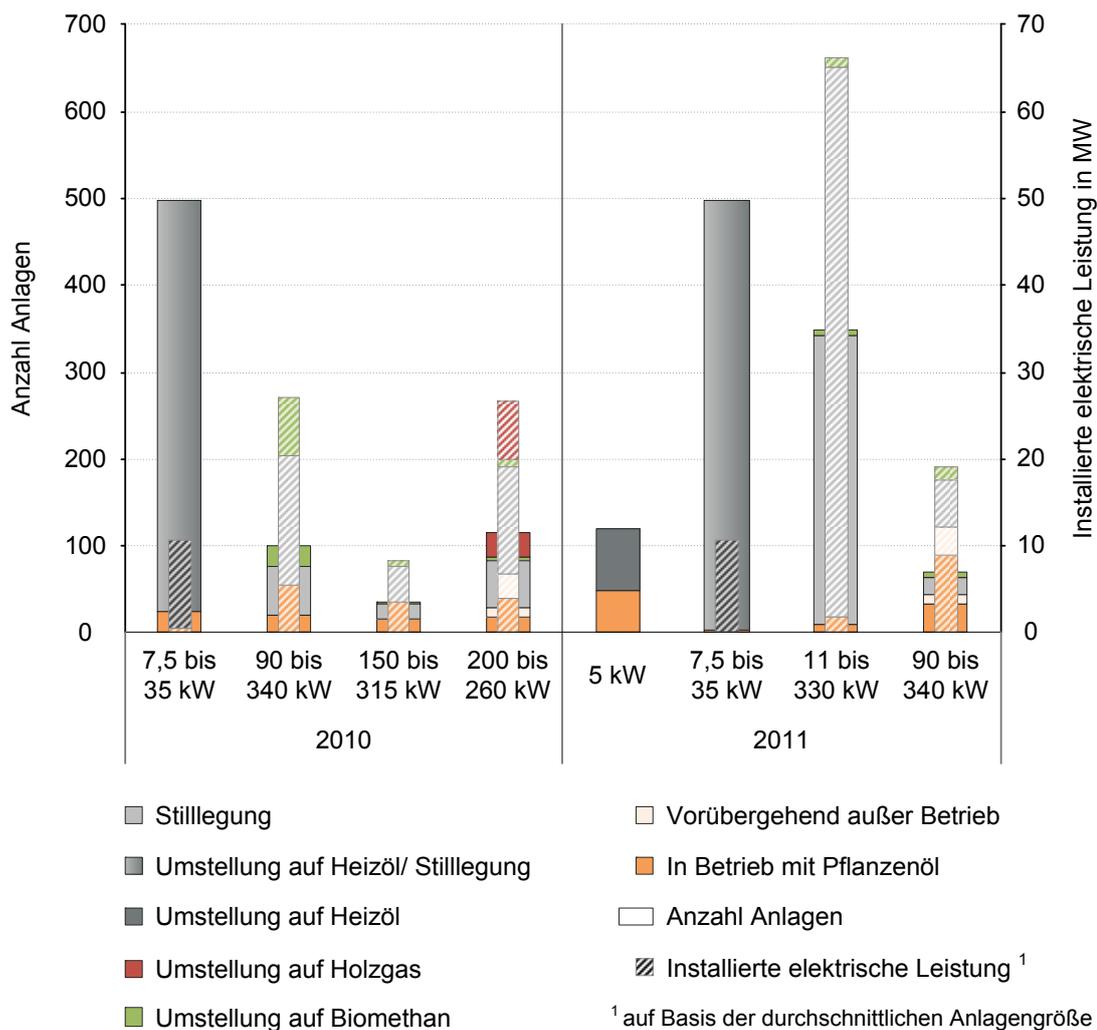


Abb. 4-4 Händler-/ Herstellerbefragung Pflanzenöl BHKW 2010 und 2011

Vor allem hinsichtlich des Anteils der noch mit Pflanzenöl betriebenen Anlagen weichen die Angaben der Betreiber und der Hersteller teilweise stark voneinander ab. Dies liegt vermutlich daran, dass sich Befragte, die ihr Pflanzenöl BHKW nicht mehr betreiben, durch den Fragebogen nicht angesprochen fühlten und ihn daher auch weniger häufig beantwortet haben.

4.1.2 Regionale Verteilung

Eine starke Konzentration der bei der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) registrierten Pflanzenöl BHKW ist in Süddeutschland sowie in Nordwestdeutschland erkennbar. Die durchschnittliche installierte elektrische Leistung pro Anlage ist im Raum nördliches Sachsen-Anhalt und Thüringen am höchsten (vgl. Abb. 4-5).

Auffällig ist die regionale Häufung von Pflanzenöl BHKW im niedrigen Leistungsbereich in Süddeutschland, wo ebenfalls eine Häufung dezentraler Ölmühlen zu finden ist (HAAS & REMMELE, 2011).

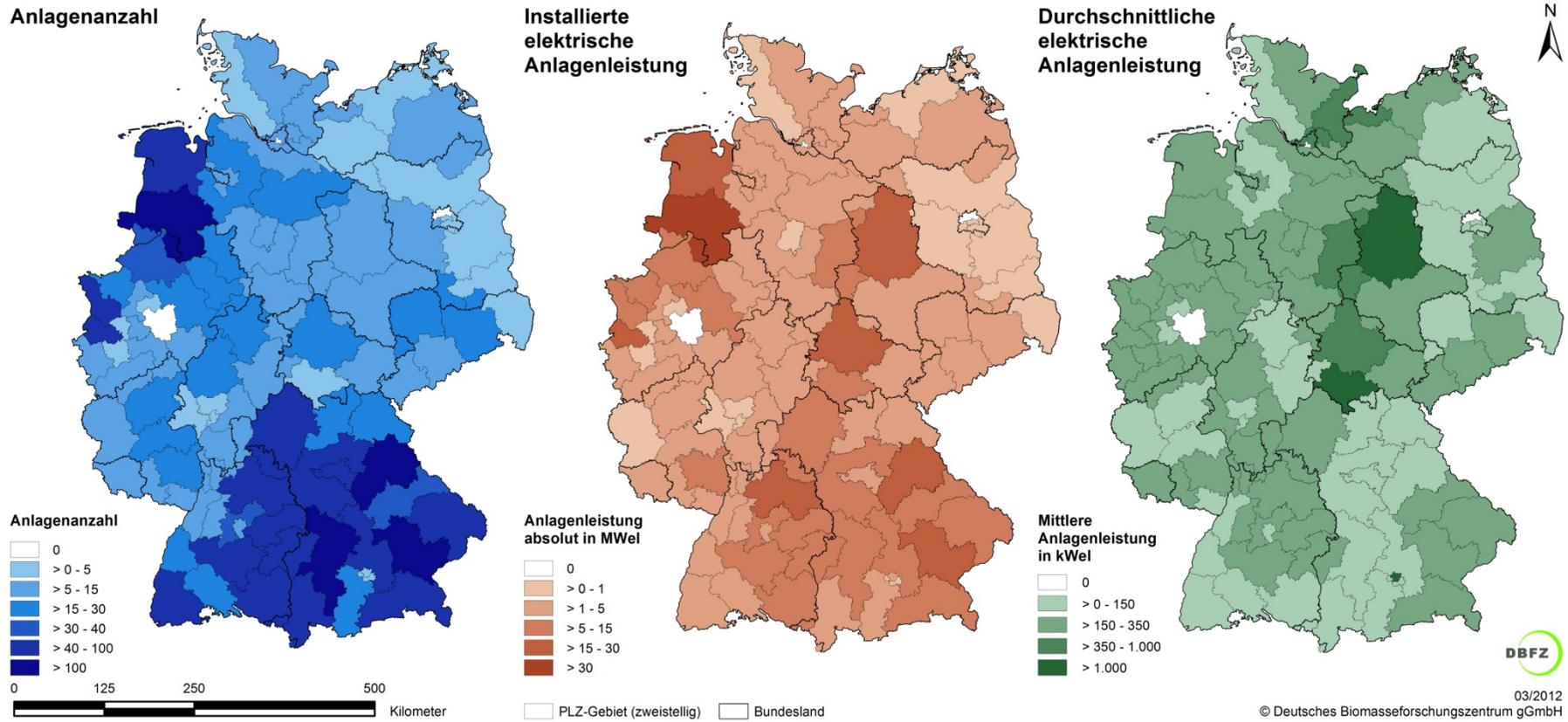


Abb. 4-5 Räumliche Verteilung der registrierten Pflanzenöl BHKW, Stand: März 2011 (BLE, 2011)

4.2 Strom- und Wärmeerzeugung

Die im Dezember 2011 betriebenen Pflanzenöl BHKW haben eine installierte elektrische Leistung von insgesamt etwa 100 MW aus denen etwa 0,55 TWh Strom- und 1,8 TWh Wärmeerzeugung in 2011 resultierten. Bei einer durchschnittlichen Wärmenutzung von 75 % ergibt sich eine genutzte Wärmemenge von 1,3 TWh. Die Anlagen im niedrigen Leistungsbereich sind wärmegeführt und haben einen Wärmenutzungsgrad von 100 %.

Der deutliche Sprung bei der bereitgestellten Nutzwärme resultiert aus den Daten, die aus der Energiestatistik des Statistischen Bundesamtes in die Auswertung eingegangen sind. Während die Nettostromerzeugung in Pflanzenöl BHKW der Allgemeinen Versorgung (mit einer installierten elektrischen Leistung > 1MW) von 2008 zu 2009 um 11 % zunahm, stieg zeitgleich deren Nettowärmeerzeugung um 130 %.

Die laut Energiestatistik 15 Anlagen in 2010 mit einer installierten elektrischen Leistung > 1 MW produzierten etwa 2 000 GWh Wärme (netto). Damit wurde etwa 80 % der Nutzwärme in diesen mit flüssigen biogenen Stoffen betriebenen Großanlagen bereitgestellt. Inwiefern hier als Brennstoff ausschließlich Pflanzenöl eingesetzt wurde, ist derzeit nicht abschließend zu klären. In Abhängigkeit davon sind die Ergebnisse zur Energiebereitstellung aus Pflanzenöl ggf. deutlich nach unten zu korrigieren, da die Großanlagen einen erheblichen Anteil an der installierten Leistung haben. In 2010 und 2011 liegt er derzeit bei etwa 40 %.

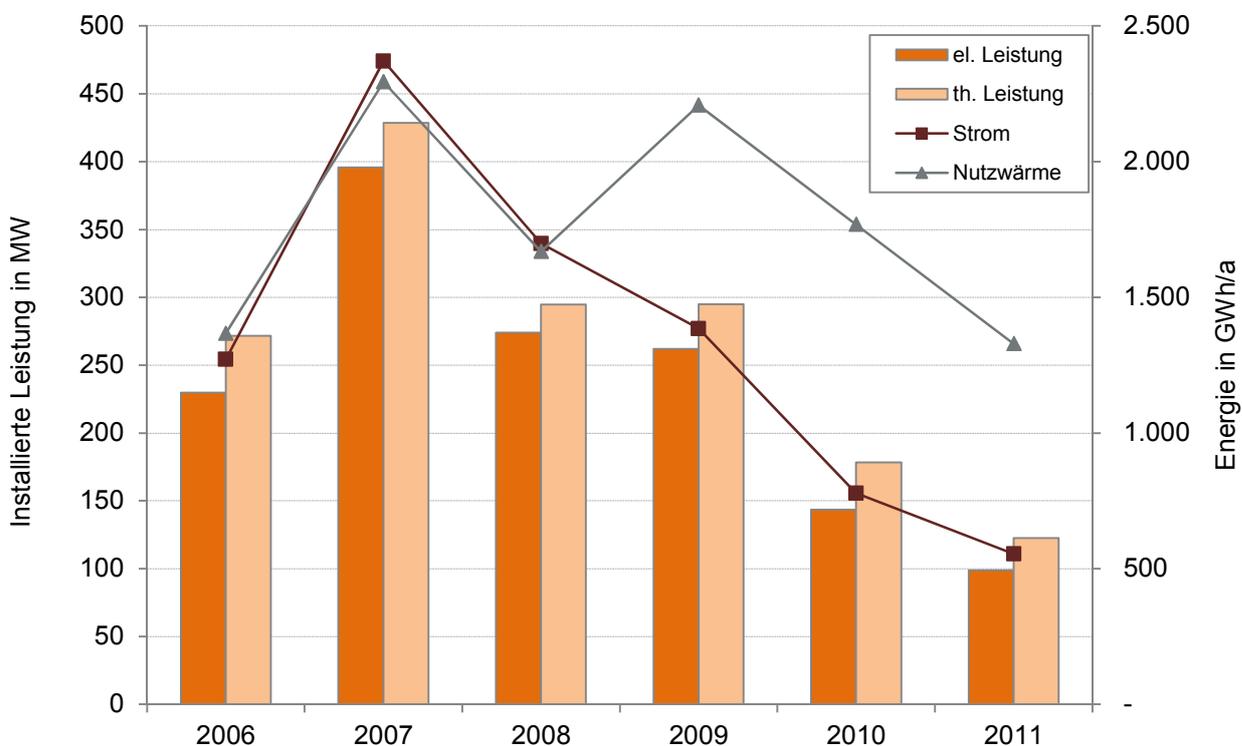


Abb. 4-6 Leistung der Pflanzenöl BHKW (in Betrieb) 2006 bis 2011

4.3 Rahmenbedingungen

Maßgebliche Gründe für die fortwährende Stilllegung von Anlagen sind vor allem die im 2. und 3. Quartal 2010 deutlich gestiegenen Preise für Pflanzenöl. Nachdem diese zunächst leicht zurückgingen, verharren sie seit März 2011 auf vergleichsweise hohem Niveau (vgl. 4.4). Zudem wird die Möglichkeit der regionalen Bereitstellung kleinerer Brennstoffmengen durch dezentrale Ölmühlen durch deren starken Rückgang (HAAS & REMMELE, 2011) erheblich eingeschränkt und die Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung erhöht den bürokratischen Aufwand für die Anlagenbetreiber, auch wenn kein Mangel an zertifizierter Ware besteht (DBFZ GGMBH, 2011c, 2012b).

Im Rahmen der Befragungen wurden außerdem u.a. folgende Punkte als maßgeblich für die Entwicklung im Bereich der Pflanzenöl BHKW genannt:

- Pflanzenöl BHKW wurden zunehmend unrentabel, da die Förderung nicht mehr ausreicht, um die steigenden Preise für Pflanzenöl auszugleichen.
- Seit dem 01.01.2009 erhält auch Strom, der in fossilen KWK-Anlagen mit einer installierten elektrischen Leistung bis 50 kW erzeugt wird und nicht in ein Netz für die allgemeine Versorgung eingespeist wird (Eigenverbrauch), einen (KWK-)Zuschlag (KWKFÖRDG, 2008). Dadurch wurde die Attraktivität von Erdgas- und Heizöl-BHKW gesteigert.
- Im Rahmen des Klimaschutz-Impulsprogramms zur Förderung von Mini-KWK-Anlagen des BMU (Anträge ab 01.09.2008) war die Einhaltung der jeweils gültigen TA-Luft Fördervoraussetzung.
Nach Aussage eines Herstellers gibt es für mit Pflanzenöl betriebene Dieselmotoren jedoch keine Filter (Abgasreinigung), die die entsprechende Dauerstandfestigkeit mitbringen bzw. erfordert der Aufwand solche Zusatzkosten, dass der Anreiz aus der Förderung gänzlich aufgebraucht würde.

4.4 Biomasseeinsatz

Für die Pflanzenöl BHKW in Betrieb und die entsprechende Strom- und Wärmeproduktion 2011 ist von einem Pflanzenölverbrauch von etwa 350 Tsd. t auszugehen, von dem Palmöl v.a. aus preislichen Gründen weiterhin den deutlich überwiegenden Anteil umfasst, was auch in den Ergebnissen der Betreiberbefragungen (vgl. Abb. 4-7) deutlich wird. Vor allem Anlagen der kleinen Leistungsbereiche bis 10 bzw. 150 kW installierter elektrischer Leistung werden regional mit Rapsöl versorgt. Anlagen ab 150 kW setzen hingegen zum deutlich überwiegenden Teil Palmöl als Brennstoff ein. Eine Anlage mit mehr als 1 MW elektrischer Leistung gab an, den Brennstoff im Betrieb von Palm- auf Rapsöl umgestellt zu haben, als Reaktion auf die Nachhaltigkeitsdebatte von Palmöl in der Öffentlichkeit. Auch diese Anlage wurde in 2011 nicht mehr mit Pflanzenöl betrieben.

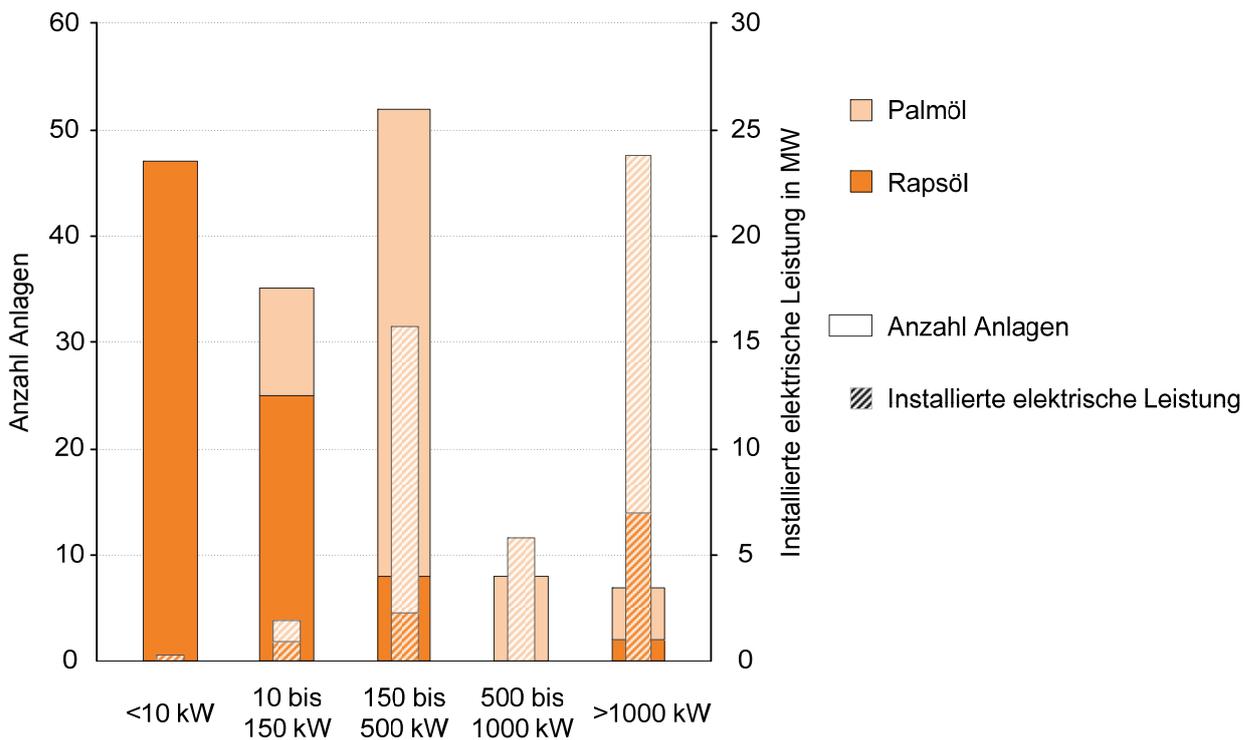


Abb. 4-7 Pflanzenöleinsatz nach Anlagengröße auf Basis Betreiberbefragungen 2008 bis 2011

Die Brennstoffpreise für Pflanzenöl BHKW sind in 2010 erneut sehr stark angestiegen (vgl. Abb. 4-8) und liegen seitdem auf hohem Niveau:

- Rapsölraffinat i.d.R. zwischen 1 000 und 1 100 €/t (AMI)
- Palmölraffinat i.d.R. zwischen 800 und 900 €/t (AMI).

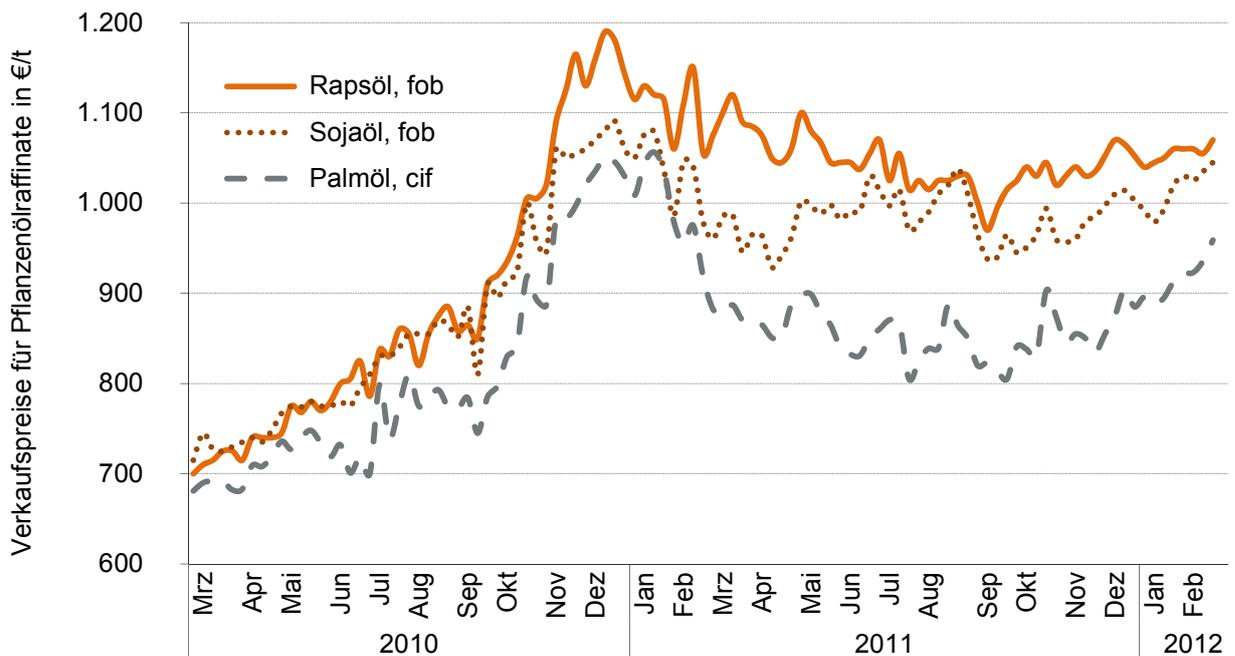


Abb. 4-8 Entwicklung der Preise für Pflanzenölraffinat (AMI)

Selbst für optimale Anlagen (hinsichtlich Wirkungsgrad und Wärmenutzung) ist ein wirtschaftlicher Betrieb bis maximal 800 € je Tonne Brennstoff möglich. (BÖKER, 2012)

Die weltweite Pflanzenölnachfrage übersteigt zunehmend das Angebot, daher ist nicht mit einem Rückgang der Preise (VON SCHENCK, 2012) zu rechnen und somit nicht mit einer Trendwende im Bereich der Pflanzenöl BHKW.

Es ist nicht davon auszugehen, dass Rest- und Abfallstoffe wie Altspeisefette in Pflanzenöl BHKW eingesetzt werden. Unter den gegebenen Umständen ist davon auszugehen, dass sich ihre Verwendung im Rahmen der Biodieselproduktion und –nutzung aufgrund der Doppelanrechnung auf die Biokraftstoffquote (36. BIMSCHV, 2012) ökonomisch vorteilhafter darstellt.

Es sind folgende Tendenzen, Anlagen auf alternative Brennstoffe umzurüsten, erkennbar:

- Anlagen im niedrigen Leistungsbereich bis 10 kW_{el} v.a. auf Heizöl (DBFZ GGMBH, 2011b, 2012b)
- Anlagen im mittleren bis hohen Leistungsbereich neben fossilen Alternativen auch auf Biomethan/ Biogas (DBFZ GGMBH, 2011b, 2012b)
- Sowie einige Anlagen im Bereich 200-250 kW_{el} auch auf Holzgas (DBFZ GGMBH, 2011b).

Ein Großteil der installierten Anlagen steht derzeit still (vgl. Abb. 4-2 bis Abb. 4-4).

4.5 Nachhaltigkeitszertifizierung

Die Betreiber müssen für das seit dem 01.01.2011 in den BHKW eingesetzte Pflanzenöl die Erfüllung der Anforderungen der Biomassestromnachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) nachweisen, um den Strom über das EEG vergütet zu bekommen.

Zu diesem Zweck wurden Zertifizierungssysteme entwickelt, die die Erfüllung der Nachhaltigkeitsanforderungen für die Herstellung und Lieferung der Biomasse organisatorisch sicherstellen. Diese enthalten Standards, über die die Erfüllung der Anforderungen der BioSt-NachV nachgewiesen und kontrolliert werden. Die Zertifizierungssysteme müssen von der Bundesanstalt für Landwirtschaft und Ernährung (BLE) zugelassen werden und können anschließend durch Zertifizierungsstellen eingesetzt werden, um entsprechende Zertifikate auszustellen und Nachkontrollen durchzuführen.

Die beiden wesentlichen Zertifizierungssysteme in Deutschland sind

- REDcert, von 22 Zertifizierungsstellen genutzt (Stand 25.03.2012) sowie
- ISCC, von 16 Zertifizierungsstellen genutzt (Stand 25.03.2012).

Im Rahmen einer Übergangsfrist laut § 59 der BioSt-NachV konnte der Nachweis bei flüssiger Biomasse, die bis zum 31.12.2011 zur Stromerzeugung eingesetzt wurde, gegenüber dem Netzbetreiber auch durch eine Bescheinigung eines Umweltgutachters nachgewiesen werden.

4.6 Zusammenfassung Berichtsperiode 2009-2011

Nach einem bis 2007 zunächst sehr schnell und sehr stark wachsendem Markt wurden bereits 2008 zahlreiche Pflanzenöl BHKW vor allem aufgrund hoher Pflanzenölpreise außer Betrieb genommen. Der wirtschaftliche Betrieb der Anlagen ist sehr stark von den Rohstoffkosten abhängig und deren Steigerungen können durch die Vergütung des eingespeisten Stroms im Rahmen des EEG nicht mehr aufgefangen werden. Die etwa 2 700 Pflanzenöl BHKW in 2007 hatten eine installierte elektrische Leistung von etwa 400 MW. Dieser Bestand nahm bis 2011 kontinuierlich auf einen in Betrieb befindlichen Bestand von etwa 560 Anlagen und knapp 100 MW ab.

Die starken Preisschwankungen und -steigerungen (Palmöl, cif bis 2006/ 2007 bei 300 bis 500 €/t, in 2008 über 700 €/t, in 2011 bei 700 bis 900 €/t, Rapsöl noch deutlich darüber (AMI)) sind ein wesentlicher Grund für die rückläufige Stromerzeugung aus Pflanzenöl. Da die Preise kurz- bis mittelfristig kaum unter den Grenzwert für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb fallen werden, ist damit zu rechnen, dass bis auf wenige Ausnahmen (z.B. Selbstversorger) nahezu alle Pflanzenöl BHKW stillgelegt bzw. auf alternative Brennstoffe umgerüstet werden. Zudem ist aufgrund der Novellierung des EEG 2012 kein Anlagenzubau mehr zu verzeichnen, da Neuanlagen keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung haben.

5 Zusammenfassung

Seit der Einführung im Jahr 2000 steuert das Erneuerbare-Energien-Gesetz den Ausbau der Stromerzeugung aus Biomasse. Während der Ausbau des Anlagenbestandes sich in den ersten Jahren zunächst auf die Nutzung fester Biomasse, insbesondere auf Altholz, fokussierte, änderte sich dies mit der ersten Gesetzesnovelle im Jahr 2004, durch die Einführung des NawaRo-Bonus, zu Gunsten der Nutzung von Biogas und Pflanzenölen.

Während sich der Ausbau der Stromerzeugung aus fester Biomasse in den letzten Jahren verlangsamt, entwickelte sich die Stromerzeugung aus Biogas auf hohem Niveau. Die Stromerzeugung aus Pflanzenölen verzeichnet seit dem Jahr 2008 einen stetigen Rückgang.

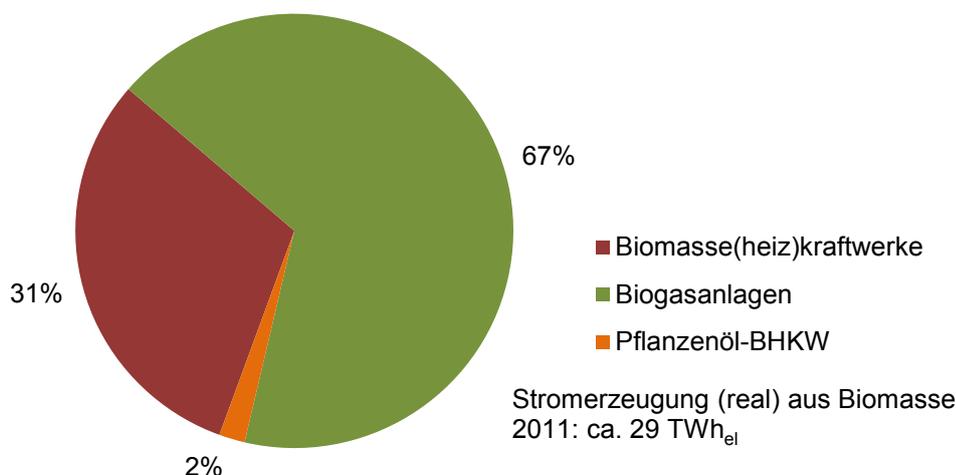


Abb. 5-1: Prozentuale Verteilung der Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland Ende 2011

Abb. 5-2 zeigt die Entwicklung der Biomassenutzung seit der Einführung des EEG bis 2011 hinsichtlich der installierten elektrischen Leistung (MW_{el}) und der Anlagenanzahl im Bereich der festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgernutzung. Entsprechend den Ergebnissen der Betreiberumfragen sowie der Abschätzungen zum Ausbau des Anlagenparks kann Ende 2011 von knapp 8 195 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 4 235 MW_{el} ausgegangen werden.

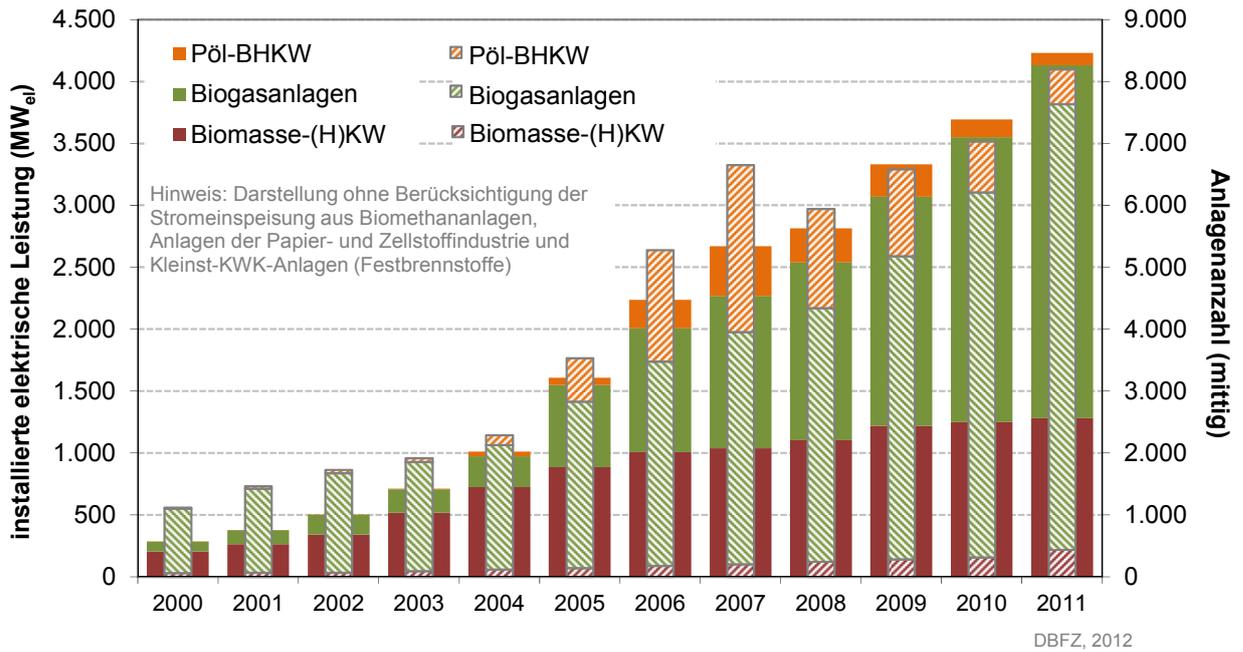


Abb. 5-2: Entwicklung der installierten elektrischen Anlagenleistung sowie Anlagenanzahl zur Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland 2000-2011

Die nachfolgende Tab. 5-1 gibt eine detaillierte Übersicht zum aktuellen Stand und der Struktur des Bioenergieanlagenparks. Dabei berücksichtigt ist die Anlagenanzahl und -leistung sowie die Strom- und Wärmebereitstellung aus festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträgern in 2011.

Tab. 5-1: Stand der Biomassenutzung in Anlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung im Jahr 2011 (Bearbeitungsstand März 2012, Angaben gerundet)¹³

	Einheit	Feste Bioenergieträger ¹⁴	Gasförmige Bioenergieträger ¹⁵	Flüssige Bioenergieträger	Summe
Bestand Ende 2011					
Anlagenanzahl		435	7 200	560	8 195
davon	≤ 1MW _{el}	250	6 940	550	
davon	> 1MW _{el}	185	260	10	
Installierte Leistung	MW _{el}	1 285	2 850	100	4 235
davon	≤ 1MW _{el}	60	2 280	60	
davon	> 1MW _{el}	1 225	570	40	
Durchschnittliche Anlagenleistung	kW _{el}	2 950	400	175	
	≤ 1MW _{el}	240	330	100	
	> 1MW _{el}	6 620	2 200	4 000	
Stromerzeugung (realisiert) ¹⁶	TWh _{el} /a	8,90	19,50	0,55	28,95
davon	≤ 1MW _{el}	0,25	15,45	0,25	
davon	> 1MW _{el}	8,70	4,05	0,30	
Wärmebereitstellung ^{17,18}	TWh _{th} /a	13,9	7,3 - 8,3	1,3	22,5 - 23,5
davon	≤ 1MW _{el}	1,2	5,8 - 6,6	0,3	
davon	> 1MW _{el}	12,7	1,5 - 1,7	1,0	

Sowohl die aktuelle Entwicklung als auch die erwarteten Trends zeigen, dass das EEG in der heute gültigen Form zur Diversifizierung der in Bioenergieanlagen eingesetzten Biomassen sowie der entsprechenden Konversionstechnologien – bei einer insgesamt deutlich zu beobachtenden

¹³ Die Abschätzung der Daten zum Bioenergieanlagenbestand sowie der realisierten Stromerzeugung resultieren aus dem zum Zeitpunkt der Berichterstellung bekannten Wissenstand. Es wird erwartet, dass im Laufe der Folgemonate voraussichtlich aktualisierte Daten zur Verfügung stehen, beispielsweise von einzelnen Bundesländern. Diese Daten werden bei der weiteren Berichterstattung einbezogen und fortlaufend aktualisiert.

¹⁴ EEG-fähige Biomasse(heiz)kraftwerke zum Ende des Jahres 2011 (inklusive Anlagen der thermochemischen Vergasung, ohne Berücksichtigung von Papier- und Zellstoffindustrie, Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW_{el})

¹⁵ ohne Berücksichtigung der Anlagen und Stromeinspeisung aus Biomethananlagen

¹⁶ Betriebsstunden Pflanzenöl-BHKW leistungsklassenspezifisch zugrunde gelegt

¹⁷ Wärmenutzung für Biogas bedeutet extern genutzte Wärme (d. h. keine Fermenterbeheizung), nach Abzug des Eigenwärmebedarfs und unter der Annahme, dass 50 % der dann noch verfügbaren Wärme genutzt werden.

¹⁸ Anteil der genutzten Wärme für pflanzenölbetriebene BHKW mit 80 % angenommen

Marktausweitung – beiträgt. Dabei stellen sich die Perspektiven für die festen, flüssigen und gasförmigen Bioenergieträger unterschiedlich dar:

- In den bestehenden **Biomasse(heiz)kraftwerken** wird noch immer zu einem großen Anteil Altholz genutzt. Der Einsatz naturbelassener biogener Festbrennstoffe gewinnt an Bedeutung und wird heute bereits in über der Hälfte der Anlagen eingesetzt, ist aber aufgrund der vergleichsweise hohen Brennstoffbereitstellungskosten nur an ausgewählten Standorten attraktiv. Im Rahmen der Neufassung des EEG 2009 gab es einen moderaten Anlagenzubau von Biomasse-(heiz)kraftwerken von rund 200 im Jahr 2008 auf 255 im Jahr 2011. Die installierte Leistung stieg von rund 1 100 MW_{el} in 2008 auf 1 260 MW_{el} in 2011. Im Jahr 2011 wurden 6 ORC-Anlagen und 7 Dampfturbinen-Anlagen mit einer gesamt installierten Leistung von 30 MW_{el} zugebaut, von denen 8 Anlagen von Energieversorgungsunternehmen gebaut wurden. Zurzeit sind Planungen von Neuinstallationen mit knapp 80 MW_{el} bekannt. Die Entwicklung der thermochemischen Vergaser von 2005 bis 2009 war eher durchwachsen und durch technische Probleme und Insolvenzen von Herstellern gekennzeichnet, so dass der Zubau durch Stilllegungen kompensiert wurde und der Bestand 2009 bei rund 50 Anlagen mit einer gesamt installierten Leistung von 10 MW_{el} lag. Seit 2010 zeichnet sich jedoch eine neue Dynamik in diesem Bereich ab, wodurch 2010 ca. 28 Anlagen mit rund 2,5 MW_{el} und 2011 ca. 95 Anlagen mit 16 MW_{el} neu zugebaut wurden. Im kleinen und mittleren Leistungsbereich (Größenordnung bis rund 5 MW_{el}) werden weitere Marktpotenziale gesehen. Der Einsatz von anderen Technologien hängt ganz wesentlich von der Entwicklung marktreifer Verfahren und Systeme in den unterschiedlichen Leistungsklassen ab (Stirling-Motor etc.). Neben der technischen Weiterentwicklung sind für den Ausbau der Festbrennstoffnutzung die Brennstoffverfügbarkeit und -preise entscheidend. Mit dem erhöhten NawaRo-Bonus für den 100 %-igen Einsatz von Landschaftspflegematerial und Kurzumtriebshölzern in Anlagen zwischen 0,5 - 5 MW_{el} wurden in der EEG-Neufassung 2009 dazu erste Anreize gesetzt. Aufgrund des Ausschließlichkeitsprinzips wurde dieser Bonus von Festbrennstoffanlagen in der Praxis jedoch kaum genutzt. Im Hinblick auf die Neustrukturierung des EEG-Vergütungssystems 2012 könnte es im Festbrennstoffsektor in den kommenden Jahren zu einer Brennstoffdiversifizierung kommen, bei der halmgutartige Brennstoffe, Landschaftspflegematerial und Kurzumtriebshölzer an Bedeutung gewinnen könnten.
- **Biogasanlagen** werden nach wie vor in einem weiten Anwendungsbereich auf der Basis von tierischen Nebenprodukten (z. B. Gülle) und Energiepflanzen gebaut. Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 erfuhr der Biogasanlagenbestand in den vergangenen Jahren einen rasanten Wachstumsschub und hat im Jahr 2011 den höchsten Anlagenzubau seit der EEG-Einführung erzielt. Insgesamt sind in der EEG-Periode 2009 bis 2011 rund 3 150 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von rund 1 420 MW_{el} in Betrieb gegangen. Ende 2011 waren damit rund 7 200 Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von etwa 2 850 MW_{el} in Betrieb. Daneben sind Ende 2011 83 Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland in Betrieb. Mit der Neufassung des EEG im Jahr 2009 zeichnete sich deutlich der Trend hin zum Zubau von kleinen und mittleren Biogasanlagen (< 500 kW_{el}) ab. Die mittlere Anlagenleistung der Neuanlagen lag bei rund 340 kW_{el}. Hinsichtlich des Substrateinsatzes dominieren dabei der Einsatz von tierischen Nebenprodukten (Gülle und Festmist) sowie nachwachsenden Rohstoffen, die jeweils über den NawaRo- und Gülle-Bonus im

EEG besonders gefördert werden. Mehr als 90 % der Neuanlagen, die nach EEG 2009 in Betrieb gegangen sind, nehmen diese Vergütungsboni in Anspruch. Die Rolle von Bioabfällen sowie industriellen und landwirtschaftlichen Reststoffen am Substrateinsatz der Neuanlagen ist damit (bezogen auf die relative Verteilung) etwas zurückgegangen und macht rund 5 % des Substrateinsatzes (bezogen auf die eingesetzte Menge) aus. Hinsichtlich des Einsatzes tierischer Exkremate wurde im Rahmen des EEG 2009 der Einsatz von Gülle besonders gefördert. Ergebnisse der Betreiberbefragungen zeigen, dass die Mehrheit der Anlagenbetreiber (rund 72 %) im Zuge des EEG keine Veränderungen des Gülleeinsatzes an den Biogasanlagen vorgenommen hat. Bei rund 28 % der Biogasanlagen konnte mit der Neufassung des EEG ein zusätzlicher Einsatz von Gülle in Biogasanlagen mobilisiert werden. Unter den nachwachsenden Rohstoffen dominiert Maissilage auch bei den Neuanlagen den Substrateinsatz. Bei rund 80 % der in Biogasanlagen eingesetzten nachwachsenden Rohstoffe – bezogen auf die Menge – handelt es sich um Maissilage. Daneben sind vor allem Grassilage und Getreide-GPS von Bedeutung. In Hinblick auf die zum 01.01.2012 in Kraft getretene Novellierung des EEG ist für 2012 ein deutlicher Rückgang des Biogasanlagenausbaus gegenüber den Jahren 2009, 2010 und 2011 zu erwarten.

- **Pflanzenöl-BHKW** wurden vor allem aufgrund hoher Pflanzenölpreise bereits 2008 zu einem erheblichen Teil außer Betrieb genommen. Nachdem die Pflanzenölpreise im Jahr 2009 kurzzeitig wieder auf ein moderates Preisniveau sanken, stiegen sie im Verlauf des Jahres 2010 erneut auf das bereits in 2008 erreichte Niveau an, was wiederum zu einem Markteinbruch bei der Stromerzeugung aus Pflanzenöl führte. Die Pflanzenölpreise befanden sich auch in 2011 durchgehend über dem Niveau, das einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb ermöglicht hätte. Vor diesem Hintergrund wurden und werden eine Vielzahl von Anlagen vorübergehend oder endgültig stillgelegt bzw. auf alternative Brennstoffe (fossil oder biogene Gase) umgerüstet. Vom Jahr 2007, in dem die Anlagenzahl mit rund 2 700 und die installierte Leistung mit rund 400 MWel ihr Maximum erreichten, sanken bis 2011 die Anlagenzahl auf rund 560 und die installierte Leistung auf rund 100 MWel. Bei anhaltend hohen Brennstoffpreisen ist davon auszugehen, dass der Anlagenbestand und die damit verfügbare elektrische Gesamtleistung weiter abnimmt. Aufgrund der bereits erwähnten Änderung der Vergütungsvoraussetzungen mit der Novellierung des EEG 2012 ist auch unabhängig von der Entwicklung des Pflanzenölpreises nicht mehr mit einem Anlagenzubau zu rechnen, da Neuanlagen keinen Anspruch auf eine EEG-Vergütung mehr haben.

Direktvermarktung

Seit der Neufassung des EEG 2009 bietet der Gesetzgeber verschiedene Möglichkeiten zur direkten Stromvermarktung, so dass nicht alle der o. g. EEG-Anlagen mit Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung diese auch geltend machen und die weiteren Optionen nutzen. Anlagen, die ihren Strom nach EEG 2009, §17 direkt vermarkten, erhalten entsprechend der Regelung des §37 eine Befreiung von der EEG-Umlage, wenn Sie während des Zeitraumes der Direktvermarktung auf ihren Vergütungsanspruch verzichten. Die Befreiung, z. B. im Jahr 2011 in Höhe von 3,53 €/kWh_{el}, konnte im Rahmen der EEG 2009 für den gesamtvermarkteten Strom geltend gemacht werden, wenn mindestens 50 % des Stroms einen Vergütungsanspruch besaß (Grünstromprivileg). Somit konnten bis zu 50 % „Graustrom“ von der EEG-Umlage befreit werden. Infolgedessen lag der tatsächliche Vorteil für die

EEG-Anlagen bei rund 5 bis 7 €/kWh_{el}. Besonders bei großen Anlagen auf Basis fester Biomasse (< 5 MW_{el}), welche einen besonders niedrigen Vergütungsanspruch besitzen, konnte der Vorteil der Umlagebefreiung die Differenz der EEG-Vergütung und des Börsenpreises an der EEX überkompensieren.

Die Anreize des Grünstromprivilegs waren im Jahr 2011 im Vergleich zum Jahr 2010, in dem die EEG-Umlage bei lediglich 2,047 €/kWh_{el} lag, wesentlich größer. Dies lässt sich auch daran festmachen, dass im Januar 2011 Bioenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 437 MW_{el} für die Direktvermarktung gemeldet waren, im Vergleich zu 0 MW_{el} im Dezember 2010 (Abb. 5-3).

Im Maximum waren im November 2011 Leistungen von 876 MW_{el} zur Direktvermarktung gemeldet. Mit der Novellierung des EEG zum 1. Januar 2012 wurden die Regelungen des Grünstromprivilegs verändert und unter anderem die Umlagebefreiung auf max. 2 €/kWh_{el} beschränkt. Damit wurden die Anreize zur Nutzung des Grünstromprivilegs in etwa auf das Niveau des Jahres 2010 zurückgefahren. Wesentlich attraktiver im Jahr 2012 ist die neueingeführte Marktprämie. Mit Stand März 2012 waren allein rund 1 110 MW_{el} an Bioenergieanlagen zur Vermarktung im Rahmen der Marktprämie gemeldet, wovon rund 850 MW_{el} aus Anlagen über 5 MW_{el} stammen und damit den letztjährlich gemeldeten Anlagen zur Direktvermarktung entsprechen.

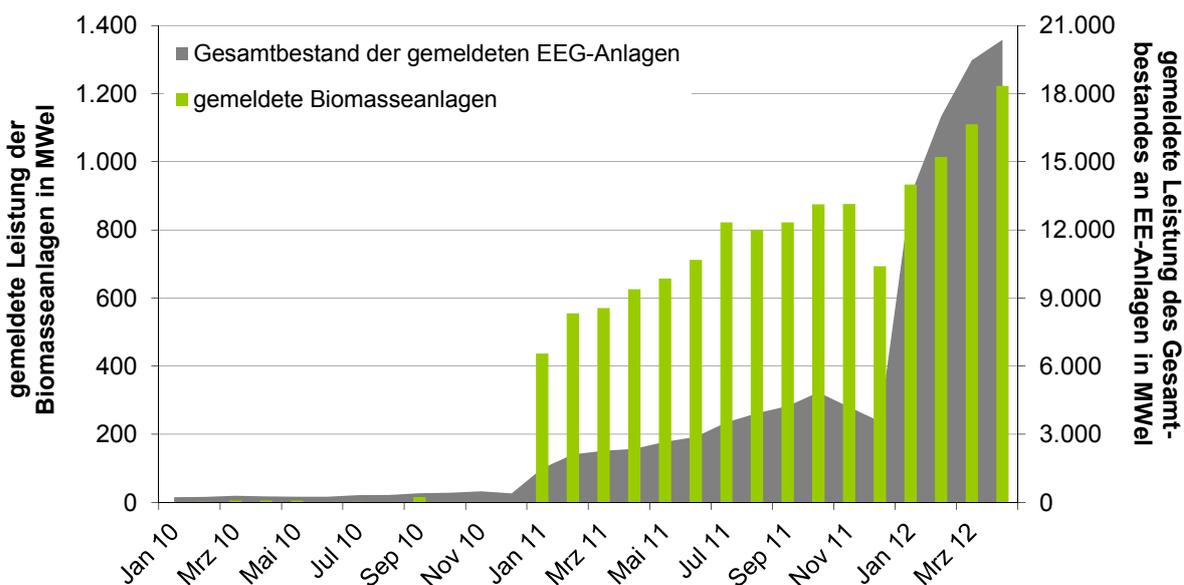


Abb. 5-3: Gemeldete installierte elektrische Leistung der Direktvermarktung von Biomasseanlagen und des Gesamtbestandes an EEG-Anlagen (2010/2011 nach § 17 EEG 2009; 2012 nach § 33b Nr.1; 2; 3 EEG 2012) nach Angaben von <http://www.eeg-kwk.net/>

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1: Anlagenbestand & installierte elektrische Leistung der in Betrieb befindlichen Biomasse(heiz)kraftwerke (Stand Ende 2011 – ohne Vergasungsanlagen, Papier-/Zellstoffindustrie und Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW _{el})	4
Abb. 2-2: Aufteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenanzahl (links) und Anlagenleistung (rechts)	6
Abb. 2-3: Regionale Verteilung von Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung	8
Abb. 2-4: Regionale Verteilung von Anlagenzubau und installierte elektrische Leistung für das Jahr 2011	8
Abb. 2-5: Standort, Leistungs- und Brennstoffklasse der Biomasse(heiz)kraftwerke in Deutschland sowie Anlagen zur thermochemischen Vergasung (soweit Standortdaten verfügbar), ohne Kleinst-KWK-Anlagen < 10 kW _{el}	10
Abb. 2-6: Betreiberformen der Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und installierte elektrische Leistung (rechts)	12
Abb. 2-7: Betreiberformen der 2011 in Betrieb genommenen Biomasse(heiz)kraftwerke nach Anlagenzahl (links) und installierte elektrische Leistung (rechts)	13
Abb. 2-8: Zubau von ORC- und Dampfturbinenanlagen 2000 bis 2011	15
Abb. 2-9: Brennstoffeinsatz in Biomasse(heiz)kraftwerken nach Anlagenzahl (links) und installierte elektrische Leistung (rechts)	17
Abb. 2-10: Erwarteter Brennstoffeinsatz von naturbelassenem Holz	18
Abb. 2-11: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AII	18
Abb. 2-12: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Altholz bis AIV	19
Abb. 2-13: Erwarteter Brennstoffeinsatz von Mischsortimenten	19
Abb. 2-14: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von Altholzsortimenten (EUWID NEUE ENERGIEN, 2012a)	21
Abb. 2-15: Preisentwicklung der Durchschnittspreise von LPH und HHS (EUWID NEUE ENERGIEN, 2011a)	21
Abb. 2-16: Vergleich der Preisentwicklung von Industrieholzpellets und fossilen Energieträgern (DBFZ GMBH, 2012a)	23
Abb. 2-17: Entwicklung des Anlagenbestandes und der installierten elektrischen Leistung nach Größenklassen von thermochemischen Vergasungsanlagen	24
Abb. 2-18: Regionale Verteilung der im Jahr 2011 betriebenen thermochemischen Vergasungsanlagen (soweit anlagenspezifische Standortdaten bekannt)	25
Abb. 2-19: Größenklasseneinteilung sowie Brennstoffeinsatzmenge der Neuanlagen 2009 – 2011 (Brennstoffmengen für Vergaseranlagen beruhen auf Abschätzungen)	31
Abb. 3-1: Biogasanlagenentwicklung in Deutschland (Anlagenzahl differenziert nach Leistungsklassen und installierter elektrischer Anlagenleistung), ohne Abbildung von Biogasaufbereitungsanlagen, Deponie- und Klärgasanlagen	33
Abb. 3-2: Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen in Deutschland, vereinzelt Standorte von in Bau und Planung befindlichen Biogasanlagen; Bezugsebene: Postleitzahl, Stand 01/2012; Biogasdatenbank DBFZ	36
Abb. 3-3: Installierte elektrische Biogasanlagenleistung je Hektar landwirtschaftlicher Nutzfläche, Bezugsebene: Bundesland (DESTATIS, 2012)	37

Abb. 3-4: Standorte der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und -einspeiseanlagen in Deutschland differenziert nach Aufbereitungskapazität ($\text{Nm}^3_{\text{Biomethan}}/\text{h}$), keine Darstellung der Aufbereitungskapazität für die Standorte Uchte, Altena/Bahrendorf und Satuelle, Stand 01/2012	39
Abb. 3-5: Anlagenzahl, installierte elektrische Gesamtleistung und mittlere elektrische Anlagenleistung der Biogasanlagen in Deutschland, Stand 01/2012; Bezugsebene: Landkreis, Biogasdatenbank DBFZ (HARDERS, 2012; LFL, 2012b; MLR, 2012; PLAGEMANN, 2012)	40
Abb. 3-6: Installierte elektrische Anlagenleistung (Biogas) bezogen auf 1 000 ha landwirtschaftliche Nutzfläche (LF); Bezugsebene: Landkreis (STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER, 2012)	41
Abb. 3-7: Betreiberbefragung DBFZ 2011/12	44
Abb. 3-8: Verteilung der Art des Genehmigungsverfahrens bei Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	48
Abb. 3-9: relative Häufigkeit von in Anspruch genommenen Vergütungskombinationen für Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	49
Abb. 3-10: Inanspruchnahme des KWK-Bonus differenziert nach KWK-Bonus 2004 und KWK-Bonus 2009 (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12); A – Anlagenbestand, B – Inbetriebnahme vor 2009	50
Abb. 3-11: Inanspruchnahme des Technologie-Bonus differenziert nach Technologie-Bonus 2004 und Technologie-Bonus 2009 (Betreiberbefragung 2011/12)	52
Abb. 3-12: Absicht zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie im Rahmen der Direktvermarktung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	54
Abb. 3-13: Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas in Deutschland 2004-2011	55
Abb. 3-14: Einsatz von Gas-Otto-Motoren und Zündstrahlmotoren zur Verstromung des Biogases (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12), A – Anlagenbestand, B – Inbetriebnahme 2011	56
Abb. 3-15: Verteilung des Eigenstrombedarfs in Abhängigkeit von der installierten Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	58
Abb. 3-16: Verteilung der Eigenwärmebedarfe (Nennungen) und des mittleren Eigenwärmebedarfs zusammengefasst nach Leistungsgrößen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	60
Abb. 3-17: Verteilung des Anteils externer Wärmenutzung (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs) dargestellt nach der Anzahl der Nennungen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	62
Abb. 3-18: Häufigkeit der Art der Wärmenutzung, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	64
Abb. 3-19: Verteilung der Art der Wärmenutzungen differenziert nach Anlagengröße (Mehrfachnennungen möglich) differenziert nach Anlagengröße (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	65
Abb. 3-20: Relative Verteilung der Art der Trocknungsprozesse als Wärmenutzung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	65
Abb. 3-21: Prozessführung der Biogasanlagen (nach Definition "Trockenfermentation" EEG 2004) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	67
Abb. 3-22: Prozessstufen der Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	67
Abb. 3-23: Verfügbarkeit einer Gasfackel an Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	70
Abb. 3-24: Verfügbarkeit einer Gasfackel und Art der Fackel bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	70

Abb. 3-25: Gärrestlagervolumen in Abhängigkeit vom Substratinput (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	71
Abb. 3-26: Abdeckung von Gärrestlagern (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	72
Abb. 3-27: Entwicklung der Aufbereitungskapazitäten für Biomethan nach Inbetriebnahmejahr und Leistungsgrößenklasse	73
Abb. 3-28: Standorte Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland differenziert nach Status, Stand 01/2012	74
Abb. 3-29: Verteilung der Aufbereitungsverfahren zur Bereitstellung von Biomethan in Deutschland (2011)	75
Abb. 3-30: Häufigkeit der Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung/Effizienzsteigerung; absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	77
Abb. 3-31: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	79
Abb. 3-32: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	81
Abb. 3-33: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasaufbereitungsanlagen auf Basis von nachwachsenden Rohstoffen (n=20)	82
Abb. 3-34: Entwicklung der Anlagenzahl und installierten elektrischen Anlagenleistung auf Bundeslandebene	85
Abb. 3-35: Prozentuale Verteilung des Anlagenzubaus 2009 - 2011 nach Leistungsklassen sowie Anteil von Anlagen mit ausgewählter spezifischer Anlagenleistung	85
Abb. 3-36: relative Häufigkeit von in Anspruch genommenen Vergütungskombinationen für Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	86
Abb. 3-37: Massebezogener Substrateinsatz in Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	87
Abb. 3-38: Massebezogener Substrateinsatz nachwachsender Rohstoffe in Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	88
Abb. 4-1: Entwicklung Anlagenbestand Pflanzenöl BHKW	90
Abb. 4-2: Betreiberbefragung Pflanzenöl BHKW 2008 bis 2011	91
Abb. 4-3: Betreiberbefragung Pflanzenöl BHKW 2011	92
Abb. 4-4: Händler-/ Herstellerbefragung Pflanzenöl BHKW 2010 und 2011	93
Abb. 4-5: Räumliche Verteilung der registrierten Pflanzenöl BHKW, Stand: März 2011 (BLE, 2011)	94
Abb. 4-6: Leistung der Pflanzenöl BHKW (in Betrieb) 2006 bis 2011	95
Abb. 4-7: Pflanzenöleinsatz nach Anlagengröße auf Basis Betreiberbefragungen 2008 bis 2011	97
Abb. 4-8: Entwicklung der Preise für Pflanzenölraffinat (AMI)	97
Abb. 5-1: Prozentuale Verteilung der Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland Ende 2011	100
Abb. 5-2: Entwicklung der installierten elektrischen Anlagenleistung sowie Anlagenanzahl zur Stromerzeugung aus Biomasse in Deutschland 2000-2011	101
Abb. 5-3: Gemeldete installierte elektrische Leistung der Direktvermarktung von Biomasseanlagen und des Gesamtbestandes an EEG-Anlagen (2010/2011 nach § 17 EEG 2009; 2012 nach § 33b Nr.1; 2; 3 EEG 2012) nach Angaben von http://www.eeg-kwk.net/	105

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1: Regionale Verteilung der Biomasse(heiz)kraftwerke, Stand Ende 2011	7
Tab. 2-2: Betreiber- bzw. Anwenderbranchen und Wärmeanwendungen nach Leistungsklassen	26
Tab. 2-3: Übersicht der Biomasseheizkraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie, Stand 2011	29
Tab. 2-4: Entwicklung des Anlagenbestandes von Biomasse(heiz)kraftwerken seit 2007 in Deutschland	30
Tab. 3-1: Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) in Deutschland nach Bundesländern: differenziert nach Anlagenzahl, installierter elektrischer Anlagenleistung und Anlagenzubau 2011, Stand Ende 2011 (Befragung der Länderinstitutionen 2012, Schätzungen DBFZ) (BRÜCKNER, 2012; DAHLHOFF, 2012; FIDDECKE, 2012; GS E.V., 2012; HARDERS, 2012; IZES GGBH, 2011; LfL, 2012a; LÜHRS, 2012; LUNG, 2012; MLR, 2012; PLAGEMANN, 2012; ROSE, 2012; VIBE, 2012).....	35
Tab. 3-2: Verteilung der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungs- und einspeiseanlagen in Deutschland nach Bundesländern: differenziert nach Anlagenzahl, Aufbereitungskapazität und Anlagenzubau 2011, Stand 31.12.2011	38
Tab. 3-3: Rücklauf der Betreiberbefragung 2011/12 - Inbetriebnahmejahr	44
Tab. 3-4: Rücklauf der Betreiberbefragung 2011/12 – regionale Verteilung bezogen auf die Anlagenzahl	46
Tab. 3-5: Rücklauf der Betreiberbefragung 2011/12 – Größenklassenverteilung und Anteil am Gesamtanlagenbestand.....	47
Tab. 3-6: Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung für Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	50
Tab. 3-7: Inanspruchnahme des Gülle-Bonus bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	51
Tab. 3-8: Inanspruchnahme der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	52
Tab. 3-9: Absicht zur Umstellung auf Direktvermarktung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	53
Tab. 3-10: Mittlere Betriebsstundenzahl in Abhängigkeit von dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	57
Tab. 3-11: Mittlerer Eigenstrombedarf in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	59
Tab. 3-12: Mittlerer Eigenwärmebedarf in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	61
Tab. 3-13: Mittlerer Anteil der Wärmenutzung extern verfügbarer Wärme in Abhängigkeit von der installierten elektrischen Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	63
Tab. 3-14: Einsatzhäufigkeit der Verfahren zur Gasreinigung/-entschwefelung (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	68
Tab. 3-15: Vorhandensein von Abgasreinigungsverfahren an Biogasanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	69
Tab. 3-16: Häufigkeiten der Ursachen von Ausfallzeiten und Leistungsminderung, Mehrfachnennungen möglich (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12)	76
Tab. 3-17: Umfang von Leistungsminderung/Ausfallzeiten differenziert nach Ursachen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	76

Tab. 3-18: Verteilung der Umsetzung von Maßnahmen zur Anlagenerweiterung und Effizienzsteigerung in Abhängigkeit vom Inbetriebnahmejahr der Anlage (Mehrfachnennungen möglich) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	78
Tab. 3-19: Mittlerer Substratmix (massebezogen) in Biogasanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	80
Tab. 3-20: Masse- und energiebezogene Substratverteilung in Biogasanlagen (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12) im Überblick.....	81
Tab. 3-21: Verteilung der Gas-Otto- und Zündstrahlmotoren bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12, n=1 110).....	83
Tab. 3-22: Jährlicher Zubau an Biogasanlagen zwischen 2004 und 2011 und Verlauf der gesamten installierten elektrischen Biogasanlagenleistung in Deutschland.....	84
Tab. 3-23: Inanspruchnahme von Boni sowie der Vergütungserhöhung für Emissionsminderung für Biogasneuanlagen (Inbetriebnahme 2009 – 2011) (Betreiberbefragung DBFZ 2011/12).....	87
Tab. 5-1: Stand der Biomassenutzung in Anlagen zur Strom- bzw. gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung im Jahr 2011 (Bearbeitungsstand März 2012, Angaben gerundet).....	102

Literaturverzeichnis

36. BIMSCHV: Sechsendreißigste Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung zur Durchführung der Regelungen der Biokraftstoffquote) vom 29. Januar 2007 (BGBl. I S. 60), die zuletzt durch Artikel 5 Absatz 13a des Gesetzes vom 24. Februar 2012 (BGBl. I S. 212) geändert worden ist, 2012
- AGEB: Energieverbrauch sinkt 2011 kräftig. In: Pressedienst (2011), Nr. 09/2011
- AGEE-STAT: Erneuerbare Energien 2011, Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Vorläufige Angaben, Stand 08. März 2012, 2012
- AGNION TECHNOLOGIES GMBH: Agnion HEATPIPE-Reformer. URL www.agnion.de. - abgerufen 2011-08-19
- AMI: Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe, Marktwoche Ölsaaten und Biokraftstoffe (wöchentlicher Newsletter) : Agrarmarkt Informations-Gesellschaft mbH
- ARLT, MARCUS: Schwachstellenanalyse von ORC-Biomasseheizkraftwerken in Deutschland. Masterarbeit, unveröffentlicht (2010)
- BEE E.V.: Jahreszahlen Erneuerbare Energien 2010 (2011)
- BERNER, JOACHIM: Pellets machen Dampf - Blockheizkraftwerk Bison liefert Strom und Wärme aus Holzpellets. In: Pellets - Markt und Trends Bd. 1 (2011)
- BIOENERGIEKRAFTWERK EMSLAND: Strom und Wärme aus Stroh. URL <http://www.bioenergie-emsland.de/>. - abgerufen 2012-02-15
- BIOLY, CLAUDIA: Biomasseheizkraftwerk Eisenberg seit Mitte Januar stillgelegt - tlz.de. URL <http://www.tlz.de/startseite/detail/-/specific/Biomasseheizkraftwerk-Eisenberg-seit-Mitte-Januar-stillgelegt-1698192735>. - abgerufen 2012-03-09
- BLE: Anlagendaten registrierter Pflanzenöl BHKW (anonymisiert, Stand 24.03.2011) (2011)
- BÖKER, ANDREAS: BHKW - Quo vadis? - Spekulation gegen die Wirtschaftlichkeit. Palmöl - Erfahrungen, Herausforderungen, Perspektiven, 01.03.2012.
- BRÜCKNER, CLAUDIA: Biogas in Sachsen - Monitoring 2010, Biogasfachgespräch Leipzig, 18.01.2012.
- CLEARINGSTELLE EEG: Votum zum Einsatz von Rinde für die Stromerzeugung. URL www.clearingstelle-eeg.de
- CLEARINGSTELLE EEG: Empfehlung 2008/ 15 (2011)
- DAHLHOFF, ARNE: Biogas in Nordrhein-Westfalen (2012)
- DBFZ ; BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT, NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT (BMU) (Hrsg.): Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse. 5. Zwischenbericht. Berlin : BMU, 2011
- DBFZ GGMBH: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, 3. Zwischenbericht. (Zwischenbericht). Berlin : BMU, 2010

- DBFZ GGMBH: Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, 5. Zwischenbericht. (Zwischenbericht). Berlin : BMU, 2011a
- DBFZ GGMBH: Herstellerbefragung Pflanzenöl BHKW 2010.
- DBFZ GGMBH: Betreiberbefragung Pflanzenöl BHKW 2011.
- DBFZ GGMBH: Kurzstudie Preisentwicklung von Industriepellets in Europa, 2012a
- DBFZ GGMBH: Herstellerbefragung Pflanzenöl BHKW 2011.
- DESTATIS: Umwelt. Abfallentsorgung 2009, Umwelt (Fachserie 19, Reihe 1). Wiesbaden : Statistisches Bundesamt, 2011
- DESTATIS: Bodenfläche (tatsächliche Nutzung). URL <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online>. - abgerufen 2012-01-31
- DESTATIS: Energiestatistik 2010, Tabellen 066 und 060
- DREHER, MARION ; MEMMLER, MICHAEL ; ROTHER, STEFAN ; SCHNEIDER, SVEN ; BÖHME, DIETER: Bioenergie - Datengrundlagen für die Statistik der erneuerbaren Energien und Emissionsbilanzierung. Ergebnisbericht zum Workshop vom Juli 2011 : Umweltbundesamt (UBA), 2011
- EUWID NEUE ENERGIEN: EUWID Neue Energien 22/2010 Bd. 22/2010 (2010)
- EUWID NEUE ENERGIEN: Preisentwicklung für Holzhackschnitzel und Landschaftspflegematerial Bd. 2011–2012 (2011a)
- EUWID NEUE ENERGIEN: EUWID Neue Energien 03/2011 Bd. 03/2011 (2011b)
- EUWID NEUE ENERGIEN: EUWID Neue Energien 04/2011 Bd. 04/2011 (2011c)
- EUWID NEUE ENERGIEN: Marktbericht für Altholz Bd. 2006–2012 (2012a)
- EUWID NEUE ENERGIEN: Holzgas-Heizkraftwerk Ulm: Probetrieb im März geplant Bd. 01/2012 (2012b)
- EUWID NEUE ENERGIEN: EUWID Neue Energien 06/2012 Bd. 06/2012
- FIDDECKE, STEFFEN: Interview: Biogas in Hessen, 13.03.2012.
- FNR E.V.: Biogas-Messprogramm II. 61 Biogasanlagen im Vergleich. 1. Aufl. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2009 — ISBN 978-3-9803927-8-5
- FNR E.V.: Leitfaden Biogas. Von der Gewinnung zur Nutzung. 5. Aufl. Gülzow : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2010 — ISBN 3-00-014333-5
- FNR E.V.: Basisdaten Bioenergie Deutschland : Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), 2011
- FÖRTIG, CHRISTOF: Persönliche Mitteilung (Telefonat 16.03.2012).

- GS E.V.: Energymap-Bremerhaven. URL
<http://www.energymap.info/energieregionen/DE/105/112/293/14938.html>. - abgerufen 2012-03-15. — Energymap
- H S ENERGIEANLAGEN GMBH: Zukunftsfähige Energiebereitstellung durch Wirbelschichttechnologie. URL <http://www.hsenergie.eu/>. - abgerufen 2012-03-20
- HAAS, RITA ; REMMELE, EDGAR: Status quo der dezentralen Ölgewinnung - bundesweite Befragung, Berichte aus dem TFZ. Straubing : Technologie- und Förderzentrum, 2011
- HARDERS, HERMANN: Interview: Biogas Brandenburg 12/2011, 06.03.2012.
- HOLZ-ZENTRALBLATT: Altholz: steigender Bedarf erwartet Bd. 39/2010 (2010)
- IE GGMBH: Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, 2007
- IE GGMBH: Anschlussvorhaben zum Monitoring zur Wirkung des novellierten Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Entwicklung der Stromerzeugung aus Biomasse, 2008
- IZES GGMBH ; MINISTERIUM FÜR UMWELT, ENERGIE UND VERKEHR DES SAARLANDES (Hrsg.): Biomasse-Potenzialanalyse für das Saarland. Saarbrücken, 2011
- KERN, MICHAEL ; RAUSSEN, THOMAS: Biogas-Atlas 2011/12. Anlagenhandbuch der Vergärung biogener Abfälle in Deutschland. Witzenhausen, 2011
- KOOP, DITTMAR: Klotzen statt Kleckern - Größer, schneller, weiter: Die internationale Pelletproduktion wächst in gigantischen Dimensionen. Die deutsche muss sich profilieren. In: Erneuerbare Energien (2011a), Nr. März 2011
- KOOP, DITTMAR: Feldtest mit Pellet-BHKW. In: Solarthemen (2011b)
- KWKFÖRDG: Gesetz zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung vom 25. Oktober 2008, 2008
- LfL: Biogas in Zahlen - Bayern zum 31.12.2011. München : Bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL), 2012a
- LfL: Datenbankauszug „Bayrische Biogasbetreiber-Datenbank“ (BBD) (2012b)
- LÜHRS, THEO: Interview: Biogasanlagenbestand Niedersachsen, 13.01.2012.
- LUNG: Interview: Biogasanlagen in Mecklenburg-Vorpommern, 14.03.2012.
- MLR: Biogasanlagen in Baden-Württemberg 2011 : Ministerium für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz Baden-Württemberg, 2012
- PLAGEMANN, BIRGIT: Interview: Biogasanlagenbestand Sachsen-Anhalt, 01.03.2012.
- POSTEL, JAN ; JUNG, UWE ; FISCHER, ERIK ; SCHOLWIN, FRANK ; UBA (Hrsg.): Stand der Technik beim Bau und Betrieb von Biogasanlagen. Bestandsaufnahme 2008 (Texte Umweltbundesamt Nr. 38/2009). Dessau-Roßlau, 2009
- ROSE, BERND: Interview: Biogasanlagenbestand Berlin, 13.01.2012.

ROSKAM, ANDREAS: Strom- und Wärmeerzeugung mittels neuartigem Feuerungs- und Kesselsystem - Fa. Kohlbach.

VON SCHENCK, WIENKE: Die Rolle des Palmöls in Deutschland. Palmöl - Erfahrungen, Herausforderungen, Perspektiven, 01.03.2012.

SCHULTE, ANDREAS: Mehr als nur ein Strohfeuer. In: Handelsblatt (2012)

STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER: Bodenfläche nach Art der tatsächlichen Nutzung (2012)

VATTENFALL EUROPE AG: Diverse Pressemitteilungen und Artikel (u.a. „Das neue Heizkraftwerk Klingenberg - Investitionen in eine klimafreundliche Zukunft“) (2011)

VIBE, CLAUDIA: Biogas in Schleswig-Holstein, MLUR Schleswig-Holstein (2012)

Bisher erschienene DBFZ Reports

DBFZ Report Nr. 1

Bewertung und Minderung von Feinstaubemissionen aus häuslichen Holzfeuerungsanlagen
Autoren: Volker Lenz, Daniela Thrän, Hans Hartmann, Peter Turowski, Frank Ellner-Schubert (TFZ), Joachim Gerth (TUHH)

DBFZ Report Nr. 2

Methodische Vorgehensweise zur Standortidentifikation und Planung der Biomassebereitstellung für Konversionsanlagen am Beispiel von Bio-SNG-Produktionsanlagen
Autor: Michael Seiffert

DBFZ Report Nr. 3

Feinstaubminderung im Betrieb von Scheitholzkaminöfen unter Berücksichtigung der toxikologischen Relevanz
Autor: Volker Lenz

DBFZ Report Nr. 4

Identifizierung strategischer Hemmnisse und Entwicklung von Lösungsansätzen zur Reduzierung der Nutzungskonkurrenzen beim weiteren Ausbau der Biomassenutzung
Autoren: Daniela Thrän, Matthias Edel, Janine Pfeifer, Jens Ponitka, Michael Rode / Silke Knispel (iup)

DBFZ Report Nr. 5

Optimierung und Bewertung von Anlagen zur Erzeugung von Methan, Strom und Wärme aus biogenen Festbrennstoffen
Autor: Stefan Rönsch

DBFZ Report Nr. 6

Katalytisch unterstützte Minderung von Emissionen aus Biomasse-Kleinfeuerungsanlagen
Autoren: Ingo Hartmann, Volker Lenz, Marian Schenker, Christian Thiel, Markus Kraus, Mirjam Matthes, Ulf Roland (UFZ), René Bindig, Wolf-Dietrich Einicke (Universität Leipzig)

DBFZ Report Nr. 7

Final Report - Global and Regional Spatial Distribution of Biomass Potentials - Status quo and options for specification -
Autoren: DBFZ / ZALF / DLR / ILB / vTI

DBFZ Report Nr. 8 - Kompakt -

Autoren: Ulrike Seyfert, Katja Bunzel, Daniela Thrän, Eric Mauky, Barbara Fritsche, André Schreiber, Jan Liebetrau, Thomas Schmidt, Tobias Ulbricht, Volker Lenz

DBFZ Report Nr. 9

Analyse und Bewertung ausgewählter zukünftiger Biokraftstoffoptionen auf der Basis fester Biomasse
Autorin: Franziska Müller-Langer

DBFZ Report Nr. 10

Ermittlung des Verbrauchs biogener Festbrennstoffe im Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD-Sektor) - Endbericht
Autoren: Cornelia Viehmann, Tanja Westerkamp, Andre Schwenker, Marian Schenker, Daniela Thrän, Volker Lenz, Marcel Ebert (IE)

DBFZ Report Nr. 11 (in Planung)

Monitoring Biokraftstoffsektor (Stand: 18.06.2012)
Autoren: Karin Naumann, Katja Oehmichen, Martin Zeymer, Franziska Müller-Langer, Mattes Scheftelowitz, Philipp Adler, Kathleen Meisel, Michael Seiffert

Sonderheft zum DBFZ Report

Bioenergie heute und morgen - 11 Bereitstellungskonzepte -
Autoren: Daniela Thrän, Katja Bunzel, Cornelia Viehmann, Daniel Büchner, Erik Fischer, Elmar Fischer, Arne Gröngröft, Christiane Hennig, Franziska Müller-Langer, Katja Oehmichen, Stefan Rönsch, Frank Scholwin

Weitere Informationen:

<http://www.dbfz.de/web/referenzen-publikationen>



**DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**
Torgauer Straße 116
04347 Leipzig
Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133
info@dbfz.de

www.dbfz.de