

Entwicklung eines Ausschreibungsdesigns für Biomasse im Rahmen des EEG 2017

Endbericht

Mattes Scheftelowitz

Markus Lauer

Marcus Trommler

Tino Barchmann

Daniela Thrän

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116
04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112
Fax: +49 (0)341 2434-133

www.dbfz.de
info@dbfz.de

Auftraggeber: Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL)
Referat Energieangelegenheiten, Bioenergie
Wilhelmstraße 54, 10117 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

Mattes Scheftelowitz
Tel.: +49 (0)341 2434-592
E-Mail: mattes.scheftelowitz@dbfz.de

Markus Lauer
Tel.: +49 (0)341 2434-491
E-Mail: markus.lauer@dbfz.de

In Kooperation mit:



Daniela Thrän
Tel.: +49 (0)341 2434-435
E-Mail: daniela.thraen@ufz.de

Erstelldatum: 14.12.2015

Projektnummer DBFZ: 3310041

Projektnummer Auftraggeber: 22401515

Gesamtseitenzahl: 58



Dieser Bericht wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft erstellt.

i.A. Mattes Scheftelowitz

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis.....	V
1 Zusammenfassung.....	6
2 Einleitung	8
3 Rahmenbedingungen des Ausschreibungsmodells	9
4 Analyse der PV-Pilotausschreibung.....	10
4.1 Rahmenbedingungen der Photovoltaik-Pilotausschreibung für die Jahre 2015-2017.....	10
4.2 Ergebnisse der ersten Photovoltaik-Pilotausschreibung vom 15. April 2015	12
4.2.1 Gebote.....	12
4.2.2 Zuschläge	13
4.2.3 Bewertung der ersten Ausschreibungsrunde.....	14
4.2.4 Bewertung der zweiten Ausschreibungsrunde	16
5 Definition spezieller Anforderungen für Bioenergieanlagen.....	19
5.1 Heterogenität zwischen den Biomasetechnologien	19
5.2 Vorgeschriebene flexible Fahrweise von Biogasanlagen.....	22
5.3 Wärmebereitstellung durch Biomasse-Anlagen	24
5.4 Vergütungsstruktur für Strom aus Biomasse	24
6 Design eines Ausschreibungsmodells zur Förderung von Strom aus Biomasse.....	25
6.1 Festlegung der Präqualifikationsanforderungen zur Teilnahme an Ausschreibungen	25
6.2 Gestaltung der Pönale.....	28
6.3 Möglichkeiten der Ermittlung von Gebotsobergrenzen	28
6.4 Kostenentwicklung von Bestandsanlagen nach 20 Jahren EEG-Förderung.....	29
6.5 Art der Zuschlagserteilung	32
6.6 Projektrealisierungszeit nach Zuschlagserteilung.....	32
6.7 Förderdauer	32
6.8 Umfang des jährlichen Ausschreibungsvolumens.....	33
6.9 Ausschreibungstranchen und Losgrößen.....	33
6.10 Technische Anforderungen.....	34
6.10.1 Überbauung der Anlagen zur Flexibilisierung	35
6.10.2 Mindestwärmenutzung.....	36
6.10.3 Substrat- und Brennstoffeinsatz	37
7 Ausnahmeregelungen.....	38
7.1 De-minimis Regelung.....	38
7.2 Sonderregelung Altholz.....	38
7.3 Sonderregelung Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie.....	39
7.4 Sonderregelung Bioabfallvergärungsanlagen	39
8 Folgenabschätzung	40
8.1 Entwicklung der installierten Leistung	41
8.2 Hochrechnung der Kosten des Ausschreibungsdesigns für das EEG-Umlagekonto	43

9	Gesamtbewertung und Handlungsempfehlungen.....	47
9.1	Strombereitstellung aus Biomasse.....	47
9.2	Wärmebereitstellung aus Biomasse.....	47
9.2.1	EE-Wärmeziele.....	47
9.2.2	Gegenüberstellung geplanter und benötigter Ausbaupfad	51
	Abbildungsverzeichnis.....	54
	Tabellenverzeichnis	55
	Literatur- und Referenzverzeichnis	57

Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BNetzA	Bundesnetzagentur
BauGB	Baugesetzbuch
B-Plan	Bebauungsplan
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
el	elektrisch
FNP	Flächennutzungsplan
IBN	Inbetriebnahme
ISO	Internationale Organisation für Normung
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MW	Megawatt
PV	Photovoltaik
SRL	Sekundärregelleistung
th	thermisch
TWh	Terrawattstunden
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VLS	Volllaststunden

1 Zusammenfassung

Die Vergütungshöhe für Strom aus Erneuerbaren Energien soll ab 2017 über Ausschreibungen ermittelt werden. Gleichzeitig wurde der zukünftige Ausbaupfad für Strom aus Biomasse durch das EEG 2014 auf 100 MW_{el} jährlich festgelegt. Selbst bei jährlicher Ausschöpfung des Ausbaupfades kommt es zu einem Abbau des Anlagenbestandes spätestens ab 2021. Ab 2036 würde sich ein maximaler Anlagenpark von 2 GW_{el} installierter Leistung einstellen (bei 20 jähriger Förderdauer). Dies bedeute zum Stand 2016 einen Rückgang der installierten Biomasseleistung um 70 %. Um den Anlagenbestand bzw. die elektrische und thermische Jahresarbeit aus Biomasse als Beitrag zur Energiewende zu erhalten wäre ein jährlicher Ausbaupfad von 200 MW_{el} (bezogen auf die Bemessungsleistung), mit einer 20 jährigen Förderdauer notwendig.

Bei Berücksichtigung der ambitionierten Klimaschutzziele Deutschlands, die im Koalitionsvertrag im Jahr 2013 bestätigt worden sind und eine Reduktion der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis zum Jahr 2050 vorsehen, sind im Wärmesektor drastische Effizienzmaßnahmen und der Ausbau von Erneuerbaren Energien notwendig. Nach den in Kap. 9.2 aufgeführten Berechnungen, die u.a. auf der Leitstudie 2012 aufbauen, ist auch zukünftig eine Wärmeerzeugung aus Biomasse nötig, die in etwa dem heutigen Niveau des Anlagenparks entspricht.

Im Rahmen des vorliegenden Berichtes wurden Vorschläge für die Umsetzung eines Ausschreibungsverfahrens für Biomasse-Anlagen im Rahmen des EEG entwickelt.

Die De-minimis Regelung der EU-Kommission, die Ausnahmen für Anlagen kleiner 1 MW_{el} erlaubt, wird in den nachfolgenden Ausführungen nur für Biomasseanlagen kleiner 150 kW_{el} in Anspruch genommen. Zur Erarbeitung des Ausschreibungsdesigns für Biomasse-Anlagen wurden die bereits durchgeführten Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen analysiert und die Übertragbarkeit auf Biomasse geprüft.

Folgende Vorschläge für ein Ausschreibungsdesign für Biomasse-Anlagen im Rahmen des EEG wurden erarbeitet:

Ausgeschrieben wird eine Vergütung je Kilowattstunde in Form einer gleitenden Marktprämie. Der Ausbaupfad bezieht sich dadurch auf die Bemessungsleistung, d.h. die zur Stromerzeugung relevante Leistung der Anlage. Die Ausschreibungen sind grundsätzlich sowohl für Neu- als auch Bestandsanlagen geöffnet. Die Förderdauer soll für Neu- und Bestandsanlagen 20 bzw. 10 Jahre betragen.

Aufgrund der unterschiedlichen Kostenstrukturen schlagen wir eine alternierende Ausschreibung mit jährlichem Wechsel zwischen fester und gasförmiger Biomasse vor. Das erste Ausschreibungsjahr soll 2017 mit Anlagen mit dem Einsatz fester Biomasse beginnen.

Als Präqualifikation zur Teilnahme an Ausschreibungen sollten Anlagenbetreiber eine Erstsicherheit in Höhe von 5 EUR/kW_{el} und nach Zuschlagserteilung eine Zweitsicherheit in Höhe von 50 EUR/kW_{el} hinterlegen. Wird die bezuschlagte Anlage verspätet oder nicht umgesetzt, werden die Zweitsicherheiten anteilig bzw. in voller Höhe als Pönale einbehalten. Die zulässigen

Umsetzungsdauern für Anlagen mit gasförmigen Bioenergieträgern sollten 24+12 Monate und für Anlagen zur Verstromung fester Biomasse 36+12 Monate betragen.

Die Gebotsobergrenze kann für jede Bestandsanlage, entsprechend ihrer Durchschnittsvergütung der letzten 5 Kalenderjahre, gebildet werden. Für Neuanlagen ist eine absolute Gebotsobergrenze von 19 ct/kWh_{el} denkbar. Alternativ kann die Gebotsobergrenze ex-post als relative Gebotsobergrenze festgelegt werden. Diese würde dann beispielsweise 150 % des niedrigsten bezuschlagten Gebots betragen. Die Zuschlagserteilung erfolgt als „pay-as-bid“.

Als technische Anforderungen sollten eine Flexibilisierung und Mindestwärmenutzung von Biomasse-Anlagen vorgeschrieben werden. Die Flexibilisierung wird in Anlehnung an das EEG 2014 durch die Begrenzung der förderfähigen Strommenge realisiert und gilt ausschließlich für Anlagen, die an der Ausschreibung teilnehmen. Dabei wird zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden. Neuanlagen erhalten maximal eine Bemessungsleistung vergütet, die 50 % der installierten Leistung entspricht. Bei Bestandsanlagen liegt dieser Wert bei 60 bzw. 80 %. Wenn die Anlage bereits die Flexibilitätsprämie nach EEG 2012 oder 2014 in Anspruch genommen hat, wird der niedrigere Wert angesetzt. Die Mindestwärmenutzung sieht eine externe Wärmenutzung von 20 % für alle Anlagen vor. Durch einen Umweltgutachter soll die Substitution fossiler Wärme nachgewiesen werden. Ausgenommen von der Mindestwärmenutzung sind alle Anlagen, die mehr als 80 Masseprozent Gülle einsetzen.

2 Einleitung

Die Vergütungshöhe für Erneuerbare-Energien-Anlagen¹ wurde bis einschließlich des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) 2014 gesetzlich durch feste Einspeisevergütungen für die jeweiligen Technologien festgelegt. Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2014 ist ein Zubaukorridor („Ausbaupfad“) aufgeteilt nach Wind onshore, Wind offshore, Photovoltaik und Biomasse definiert worden (§ 3), der den EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 40 bis 45 % im Jahr 2025 sichern soll (§ 1, Abs. 2). Der Ausbaupfad für Biomasse beträgt jährlich 100 MW_{el} brutto (§ 3, Nr. 4). Um zum einen die im EEG festgelegten Ausbauziele kosteneffizient erreichen zu können und zum anderen die Vorgaben der EU-Kommission der Umweltschutz- und Energiebeihilfeleitlinien 2014-2020, die eine Umstellung nationaler Fördersysteme für EE auf Ausschreibungsverfahren vorsieht, erfüllen zu können, sollen in Deutschland bis spätestens 2017 die Förderhöhen mittels Ausschreibungen ermittelt werden (§ 2, Abs. 5).

Im Gegensatz zu gesetzlich festgelegten Vergütungshöhen, werden diese bei Ausschreibungen wettbewerblich festgestellt, wodurch bei Berücksichtigung verschiedener Faktoren eine kosteneffizientere Umsetzung möglich sein kann. Gleichzeitig können Ausschreibungsverfahren verhindern, dass Vergütungen nicht rechtzeitig an die technische Entwicklung von Seiten des Gesetzgebers angepasst werden, wodurch Überförderungen entstehen können ((FREIFLÄCHENAUSSCHREIBUNGSVERORDNUNG – FFAV (idF. v. 2015)).

Aus diesem Grund wurde mit dieser Studie ein Ausschreibungsdesign für Biomasse-Anlagen für das EEG 2017 entwickelt. Zu diesem Zweck wurden die Erfahrungen der Pilotausschreibung(en) in Deutschland für Photovoltaik-Freiflächenanlagen analysiert und bewertet sowie auf mögliche Übertragbarkeiten geprüft. Anschließend wurden die Charakteristika für Biomasse-Anlagen herausgearbeitet und darauf aufbauend ein Vorschlag für ein biomasse-spezifisches Ausschreibungsmodell erarbeitet. Zur Folgenabschätzung wurden Modellrechnungen durchgeführt, um Belastungen für das EEG-Konto bestimmen zu können.

Im Anhang finden sich entsprechende Formulierungen, die in Anlehnung an die PV-Freiflächenverordnung, die erarbeiteten Vorschläge für Bioenergie umsetzen sollen. Änderungen gegenüber der PV-Freiflächenverordnung sind farblich gekennzeichnet.

¹ Im Nachfolgenden werden Erneuerbare Energien als EE abgekürzt.

3 Rahmenbedingungen des Ausschreibungsmodells

Der zukünftige Ausbaupfad für Strom aus Biomasse wurde im EEG 2014 auf 100 MW installierte elektrische Leistung festgelegt. Grundlage dafür war der Koalitionsvertrag zur Novellierung des EEG. Der Ausbaupfad soll nicht über- und nicht wesentlich unterschritten werden (BMW, 2015). Neben den Ausbaupfaden für die einzelnen Erneuerbare-Energien-Sparten wurde im § 2 des EEG 2014 festgelegt, dass die Höhe der finanziellen Förderung für Strom bis spätestens 2017 durch Ausschreibungen ermittelt werden soll. Ziel der Ausschreibungen ist, die Kosten für das EEG durch eine wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe so gering wie möglich zu halten. Die Akteursvielfalt soll gleichzeitig trotz Umstellung des Fördermechanismus gewahrt werden. Zur Etablierung der Ausschreibungen wurden zunächst Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen durchgeführt und die Ergebnisse der Ausschreibungen überprüft.

Des Weiteren erlauben die Umweltschutz- und Energiebeihilferichtlinien der Europäischen Kommission Beihilfen für bestehende Biomasse-Anlagen nach deren Abschreibung. Dabei werden Betriebsbeihilfen als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen, wenn die Betriebskosten nach Abschreibung der Anlage nach wie vor höher sind als der zu erzielende Marktpreis (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014). Für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 1 MW_{el} können Beihilfen ohne Ausschreibungen gewährt werden (EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2014). Da die Mehrzahl der Bioenergieanlagen in Deutschland kleiner 1 MW_{el} ist, wurde für die nachfolgenden Vorschläge die De-minimis Regelung auf 150 kW_{el} abgesenkt.

4 Analyse der PV-Pilotausschreibung

4.1 Rahmenbedingungen der Photovoltaik-Pilotausschreibung für die Jahre 2015-2017

Bis einschließlich dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) 2014 ist die Vergütungshöhe gesetzlich durch eine feste Einspeisevergütung bzw. eine gleitende Marktprämie festgelegt worden. Das EEG 2014 sieht nun die Umstellung auf Ausschreibungsverfahren bis zum Jahr 2017 vor (§ 2 Abs. 5), um die Vergütungshöhen wettbewerblich zu bestimmen und somit eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende zu erreichen. Zu diesem Zweck wurden im Jahr 2015 Pilotausschreibungen für Photovoltaik (PV)-Freiflächenanlagen durchgeführt. Aufgrund der vergleichsweise kurzen Planungs- und Realisierungszeiträume konnte zeitnah ein Erfolgsmonitoring der Pilotausschreibungen sowie etwaige Korrekturen durchgeführt werden. Somit bieten sich PV-Freiflächenanlagen an, um erste Erfahrungen mit dem neuen Förderinstrument zu sammeln und eine Übertragbarkeit auf die weiteren Erneuerbaren Energien zu prüfen.

In der *Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien* sind die Rahmenbedingungen für die Ausschreibungsrunden bis zum Jahr 2017 festgelegt. Insgesamt wird ein Volumen im PV-Freiflächenbereich von 1,2 GW_p verteilt auf die Jahre 2015 bis 2017 ausgeschrieben.

Der Ablauf der PV-Freiflächenausschreibung ist in Abbildung 4-1 dargestellt. Nach Bekanntgabe der Ausschreibungsrunden geben die Teilnehmer Gebote über die installierte Leistung und einen Vergütungswert, aus dem sich die gleitende Marktprämie nach EEG 2014 § 23 Abs. 1 ableiten lässt, ab. Falls die Summe der Gebote das Ausschreibungsvolumen überschreitet, bildet sich der Preis wettbewerblich und die Angebote mit dem niedrigsten Vergütungswerten erhalten einen Zuschlag. Das Ausschreibungsvolumen beträgt im Durchschnitt 400 MW_p für die Jahre 2015 bis 2017 (§ 3 FFAV²). Die Gebote dürfen einen Umfang von 100 kW_p bis 10 MW_p besitzen (§ 6 Abs. 2). Charakteristisch für die PV-Freiflächenausschreibung ist die Begrenzung der zulässigen Flächen. Im Jahr 2015 dürfen ausschließlich auf versiegelten Flächen, Konversionsflächen und auf einem 110 Meter breiten Streifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen Anlagen errichtet werden. 2016 und 2017 werden diese auf Ackerland im Sinne eines benachteiligten Gebietes im Umfang von max. 10 Anlagen erweitert; dies entspricht einer maximalen Anlagenleistung von 100 MW_{el} und wird bei der Zuschlagserteilung berücksichtigt (§§ 6,10,12).

Mit der Gebotsabgabe verpflichten sich die Bieter eine Erstsicherheit in Höhe von 4 EUR/kW_p an die Bundesnetzagentur zu entrichten³ (§ 7). Mit Hilfe der Erstsicherheit soll ein strategisches Bieterverhalten unterbunden werden, indem ausschließlich Gebote mit Realisierungsabsicht abgegeben werden. Die Erstsicherheit reduziert sich um 50 %, wenn der Bieter einen fortgeschrittenen

² Die Freiflächenausschreibungsverordnung wird FFAV abgekürzt.

³ Bei Investitionskosten von 1.000 kW_p entspricht die Sicherheit einem Anteil von 0,4 bzw. 0,2 % bei Reduktion um 50 % (FFAV).

Planungsstand durch den Nachweis eines Offenlegungsbeschlusses oder eines beschlossenen Bebauungsplans vorlegt (§ 7 Abs. 3).



Abbildung 4-1 Ablauf des PV-Freiflächenausschreibungsverfahrens in Anlehnung an (FREIFLÄCHENAUSSCHREIBUNGSVERORDNUNG – FFAV (idF. v. 2015)).

Durch die Festlegung eines Höchstwertes bzw. Höchstpreises (§ 8) in jeder Ausschreibungsrunde soll zusätzlich verhindert werden, dass bei strategischem Bietverhalten und fehlenden Wettbewerbsbedingungen, die durch eine unzureichende Zahl an Akteuren entstehen kann, keine Überförderung stattfindet. Der Höchstwert für PV-Freiflächenanlagen ist mit dem aktuellen Fördersatz für Dachanlagen bis 1 MW_p ausgelegt. Dies ist nicht nur den aktuellen meist unwirtschaftlichen Rahmenbedingungen für PV-Freiflächenanlagen im EEG geschuldet (KLESSMANN, C. u. a., 2014), sondern auch der zusätzlichen Einpreisung von Transaktionskosten in Folge des Ausschreibungsverfahrens. Die abgegebenen Gebote werden nach der Höhe des Gebotswertes sortiert. Weisen zwei oder mehrere Gebote einen identischen Gebotswert auf, dann werden diese aufsteigend nach der Gebotsmenge sortiert (§ 12 Abs. 2 Nr. 1). Sind auch die Gebotsmengen identisch, so entscheidet das Los. Durch die Sortierung der Gebotsmenge bei gleichem Gebotswert soll die Akteursvielfalt gewahrt bleiben, da hier kleinere Akteure vermeintlich im Vorteil sind (FREIFLÄCHENAUSSCHREIBUNGSVERORDNUNG – FFAV (idF. v. 2015)). Bei den Gebotsterminen am 15. April 2015 und dem 01. April 2016 wird die Gebotshöhe mittels Gebotspreisverfahren (pay-as-bid) bestimmt, wodurch jeder Bieter mit einem Zuschlag seinen angegebenen Wert erhält. Abweichend davon wird am 01. August 2015 und 01. Dezember 2015 der Zuschlagswert über das Einheitspreisverfahren (uniform-pricing) festgelegt und jeder erfolgreiche Bieter erhält den höchsten zugeschlagenen Wert (§ 13, Abs. 1 und 2).

Falls der Bieter nach der Erteilung des Zuschlags nicht innerhalb von zehn Werktagen nach öffentlicher Bekanntgabe eine Zweitsicherheit hinterlegt, verfällt die Erstsicherheit (§ 16, Abs. 4). Die Höhe der zu zahlenden Zweitsicherheit nach dem Zuschlag beträgt 50 EUR/kW_p⁴ (§ 15, Abs. 2). Diese verringert sich wiederum um 50 %, wenn ein fortgeschrittener Planungsstand durch den Nachweis eines Offenlegungsbeschlusses oder eines beschlossenen Bebauungsplans vorliegt (§ 15, Abs. 3). Nach § 12 Abs. 3 findet ein Nachrückverfahren statt, wenn für mehr als 30 MW_p (Bagatellgrenze) keine Zweitsicherheiten hinterlegt werden. Das Handeln mit den Zuschlägen ist nicht möglich (§ 17). Die Zweitsicherheit verfällt, wenn der bezuschlagte Bieter das Gebot zurückgibt (§ 18), nicht innerhalb von 24 Monaten seine Förderberechtigung durch Inbetriebnahme der Anlage beantragt (§ 20, Abs. 2) oder die Bundesnetzagentur den Zuschlag zurücknimmt (§ 29). Dies ist möglich, wenn die Anlage zwei

⁴ Nach FFAV entspricht dies einem Anteil von 2 bis 3 % der zukünftigen Vergütungssumme und den angenommenen Planungs- und Genehmigungskosten in Höhe von 5 (2,5) % an den Investitionskosten.

Kalenderjahre nach Inbetriebnahme keinen Strom eingespeist hat oder die Anlage innerhalb von einem Jahr wieder abgebaut worden ist (§ 29, Abs. 2). Wird das Gebot innerhalb von neun Kalendermonaten zurückgegeben, verringert sich die Strafzahlung um 50 % (§ 30, Abs. 3). Die Förderberechtigung wird nur ausgestellt, wenn die Anlage in Betrieb genommen worden ist, sich auf einer zulässigen Fläche befindet und der Bieter auch Betreiber der Anlage ist (§ 22). Die Förderung verringert sich um 0,3 ct/kWh, wenn der Standort der Anlage nicht mit dem angegebenen Flurstück übereinstimmt (§ 26, Abs. 3). Wird die Anlage später als 18 Kalendermonate nach Erhalt des Zuschlags in Betrieb genommen, verringert sich der anzulegende Wert unabhängig von Abs. 3 um 0,3 ct/kWh (Abs. 4).

Im Gegensatz zum EEG 2014 ist der Eigenverbrauch bei PV-Freiflächenanlagen mit der Begründung der besseren Wettbewerbsbedingungen nicht möglich. Die gesamte Strommenge muss daher in das öffentliche Netz eingespeist werden. Eine Unterbindung des Eigenverbrauchs widerspricht dem dezentralen Ansatz der Erneuerbaren Energien, indem die Anlagen in Verbrauchernähe gebaut werden. Die reine Netzeinspeisung sowie die reine Vergütung der eingespeisten Leistung unterbinden den systemdienlicheren Ost-West-Ausbau von PV-Anlagen, der die maximale Einspeiseleistung reduziert und somit zu einem geringen Netzausbau führen kann. Dieser Punkt wird auch seitens des Bundesverbandes für Solarwirtschaft kritisiert (BSW, 2014) Weiterhin ist die Vergütungsdauer auf genau 20 Jahre begrenzt (§ 28). Bisher wurde das Inbetriebnahme und zusätzlich 20 Jahre vergütet. Der Gesetzgeber erhofft sich mit dieser Maßnahme einen gleichmäßigeren Ausbau, da ansonsten ein Anreiz entstünde, die Anlagen am Anfang eines Jahres zu errichten, um die Vergütungsdauer zu maximieren ((FREIFLÄCHENAUSSCHREIBUNGSVERORDNUNG – FFAV (idF. v. 2015)).

Die erste Ausschreibungsrunde für PV-Freiflächenanlagen fand am 15. April 2015 mit einem Volumen von 150 MW_p statt.

4.2 Ergebnisse der ersten Photovoltaik-Pilotausschreibung vom 15. April 2015

4.2.1 Gebote

Die erste Ausschreibungsrunde der PV-Freiflächenanlagen war mit 170 Geboten mit einem Gesamtvolumen von 714,46 MW_p deutlich überzeichnet (BREG, 2015b). Nach Abzug von 37 Geboten aufgrund von Formfehlern ist die erste Ausschreibungsrunde in etwa vierfach überzeichnet gewesen (BNETZA, 2015b). Die Gebote sind durch eine hohe Heterogenität der Bieter geprägt gewesen. Es haben sich sowohl natürliche als auch juristische Personen an dem Ausschreibungsverfahren beteiligt. Im Bereich der juristischen Personen ist eine große Spanne von Genossenschaften bis Aktiengesellschaften erkennbar gewesen (Abbildung 4-2).

In der ersten Ausschreibungsrunde waren sowohl Gebote für versiegelte Flächen, Konversionsflächen als auch an Seitenrandstreifen von Autobahnen und Schienenwegen möglich. Mit 487 MW_p sind etwa 68 % der Gebote auf Konversionsflächen entfallen. Lediglich ein Gebot mit 514 kW_p entfiel auf versiegelte Flächen (BNETZA, 2015b).

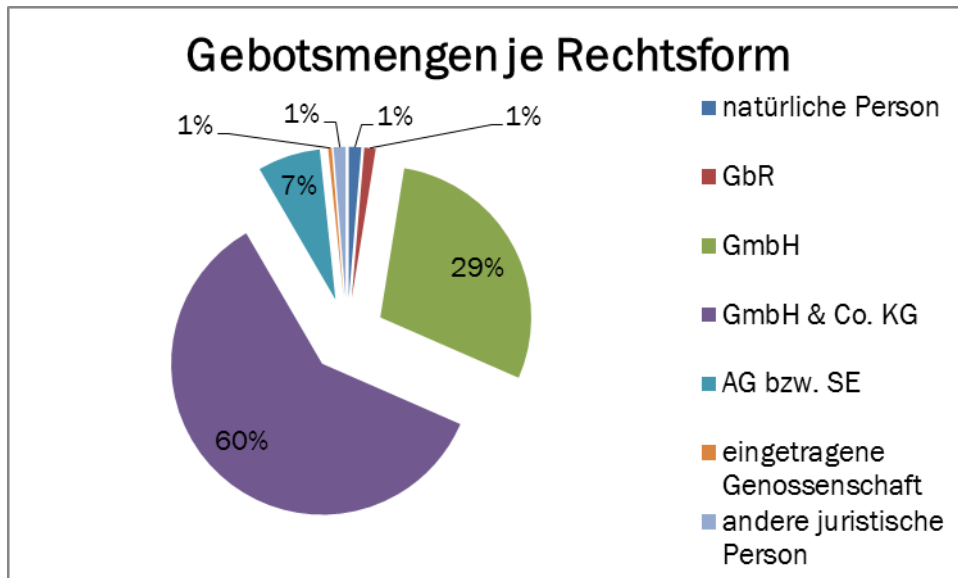


Abbildung 4-2 Gebotsmengen je Rechtsform bei der ersten PV-Freiflächenausschreibung nach (BNetzA, 2015b).

4.2.2 Zuschläge

Insgesamt sind 25 Gebote mit einem Gesamtvolumen von 157 MW_p bezuschlagt worden. Die erfolgreichen Gebotswerte bewegen sich in einem Bereich von 8,48 ct/kWh und 9,43 ct/kWh. Im Durchschnitt liegt der bezuschlagte Gebotswert bei 9,17 ct/kWh. Somit liegen die Gebotswerte deutlich unterhalb des zulässigen Höchstwertes von 11,29 ct/kWh, jedoch oberhalb der momentan nach EEG entsprechenden Förderhöhe von 9,02 ct/kWh (BNetzA, 2015b). Von den bezuschlagten Geboten sollen 121 MW_p auf Konversionsflächen und 36 MW_p auf Seitenrandstreifen errichtet werden.

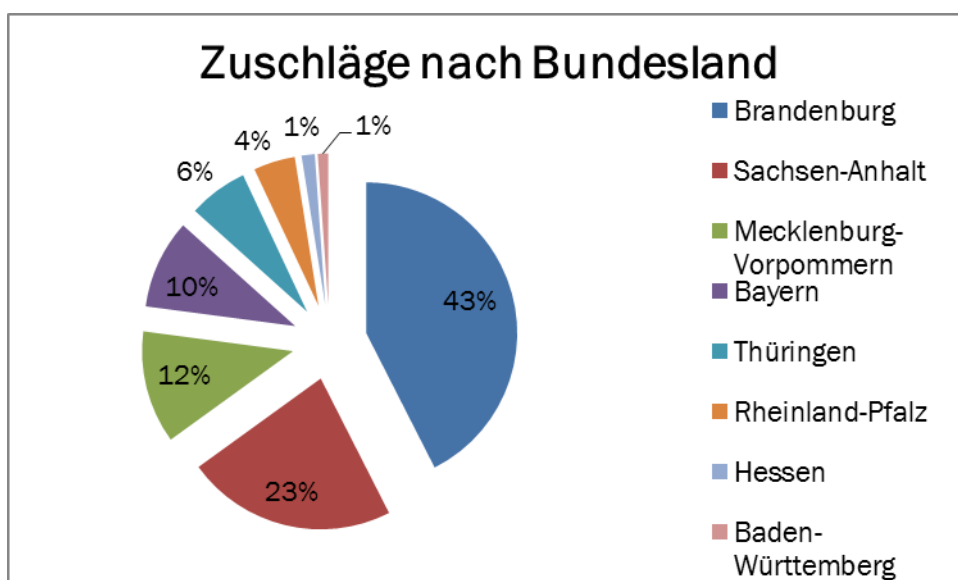


Abbildung 4-3 Zuschläge nach Bundesland bei der ersten PV-Freiflächenausschreibung nach (BNetzA, 2015b).

Bei der Größenverteilung der Zuschläge wird deutlich, dass große Anlagen von dem Skaleneffekt profitieren und günstigere Gebote abgeben können. In Abhängigkeit der Zuschlagsmenge je Gebotsmengenkategorie ergibt sich in Tabelle 4-1 folgendes Bild:

Tabelle 4-1: Zuschlagsmengen in kW_p je Gebotsmengenkategorie. In der Klammer ist die jeweilige Anlagenzahl angegeben. Nach (BREG, 2015b),(BNETZA, 2015b).

Summe	Bis 500 kW _p	500 - 1.000 kW _p	1.000 - 2.000 kW _p	2.000 - 5.000 kW _p	5.000 - 10.000 kW _p
156.970 (25)	-	1.000 (1)	2.950 (2)	28.500 (7)	128.470 (15)

Von insgesamt 25 Anlagen weisen nur drei Anlagen eine installierte Leistung von <2.000 kW_p auf und ein Großteil mit 15 Anlagen sind größer als 5.000 kW_p installierte Leistung. Hinsichtlich der Akteursvielfalt kann aus den ersten Ergebnissen abgeleitet werden, dass Projektierer mit großen Anlagen deutlich im Vorteil gegenüber natürlichen Personen sind. In der ersten Ausschreibungsrunde hat ein Unternehmen 11 von 25 Zuschlägen erhalten (BREG, 2015a). Kein Zuschlag ist an eine natürliche Person oder eine Genossenschaft gegangen (BNETZA, 2015b), wodurch dieser Aspekt in den nächsten Ausschreibungen besondere Beachtung geschenkt werden sollte.

4.2.3 Bewertung der ersten Ausschreibungsrunde

Aus der ersten Ausschreibungsrunde lassen sich noch keine allgemeingültige Aussagen über die grundsätzliche Leistungsfähigkeit von Ausschreibungsmodellen ableiten, jedoch können die ersten Ergebnisse in Bezug auf das Zieldreieck Kosteneffizienz, Akteursvielfalt und Mengensteuerung eingeordnet werden:

Kosteneffizienz:

Wie bereits erwähnt, lag der durchschnittliche bezuschlagte Gebotswert bei 9,17 ct/kWh mittels pay-as-bid-Verfahren und somit geringfügig oberhalb von 9,02 ct/kWh, der nach EEG 2014 entsprechenden Förderhöhe. Bei PV-Freiflächenanlagen sind dennoch kaum Rückschlüsse bezüglich der Kosteneffizienz möglich. Zwar liegt die Vergütungshöhe beim Ausschreibungsverfahren oberhalb des administrativ festgelegten Wertes, jedoch hatten sich auch die vergütungstechnischen Rahmenbedingungen insbesondere für Freiflächenanlagen seit der PV-Novelle im Jahr 2012 deutlich verschlechtert. Neben einer Absenkung der Vergütung ist auch eine maximale Anlagengröße von 10 MW_p beschlossen worden (KLESSMANN, C. u. a., 2014). Folglich ist der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen im Jahr 2012 von rund 2.900 MW_p auf 1.000 MW_p im Jahr 2013 gesunken (KELM, T. u. a., 2014). Weiterhin stagnierten ab 2013 die Modulpreise bei weiterhin sinkenden Vergütungssätzen durch den sog. *atmenden Deckel* des EEG (KLESSMANN, C. u. a., 2014). Im Jahr 2014 sind nach Schätzungen nur noch rund 550 MW_p PV-Freiflächenanlagen zugebaut worden (KELM, T. u. a., 2014). Die hohe Beteiligung an der ersten Ausschreibung ist darauf zurückzuführen, dass viele Projekte noch im Rahmen der festen Einspeisevergütung bzw. gleitenden Marktprämie entwickelt, aber nicht realisiert worden sind. Diese Projekte werden nun in den ersten Ausschreibungsrunden angeboten (KLESSMANN, C. u. a., 2014).

Akteursvielfalt:

Bei der ersten Ausschreibungsrunde hat sich zum einen gezeigt, dass ein Unternehmen mehr als 40 % aller Zuschläge erhalten hat und Bürgergenossenschaften trotz Gebote keinen erhalten haben. Zum anderen sind die erfolgreichen Gebote mit überwiegend großen Anlagen charakteristisch gewesen. Inwiefern die kleineren Anlagen mit <2.000 kW_p eigenständige Anlagen sind, ist unklar, da nach § 23 der FFAV auch Erweiterungen von Anlagen möglich sind, die bereits eine Förderung durch die vorherigen Formen des EEG erhalten. Bedingt durch Skalenvorteile sind erfahrene Projektierer und juristische Personen mit großen Projekten im Vorteil gegenüber kleineren Akteuren. Um dies zu verhindern schlägt der Bundesverband für Solarwirtschaft e.V. (BSW) vor, eine Obergrenze von 50 MW_p pro Jahr und Bieter einzuführen. Dadurch steigt allerdings weiterhin die Komplexität des Verfahrens und widerspricht den Grundsätzen eines einfachen Ausschreibungsverfahrens.

Ein Systemwechsel von einer festen Einspeisevergütung hin zu einer wettbewerblichen Ermittlung der Förderungshöhe, führt automatisch zu Veränderungen bei der Akteurszusammensetzung (KLESSMANN, C. u. a., 2014). Größere Marktteilnehmer können weiterhin die Transaktionskosten, die durch die notwendigen Präqualifikationsmaßnahmen entstehen, auf mehrere Projekte aufteilen und somit das Risiko streuen. Kleinere Marktteilnehmer mit nur wenigen oder sogar einem Angebot sind wesentlich empfindlicher für das Risiko eines nicht erteilten Zuschlags. Dieses Risiko muss zum einen in das Gebot eingepreist werden und erschwert zum anderen die Akquise von Eigenkapital wie dies bei Bürgerenergiegenossenschaften der Fall ist. Daraus folgt eine deutlich erschwerte erfolgreiche Marktteilnahme für kleinere Akteure. Allerdings entstehen aus gesonderten Auktionen für kleine Marktakteure juristische Probleme, da deren Definition nicht zweifelsfrei möglich ist (KLESSMANN, C. u. a., 2014). Die Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften (GROß, R., 2015) schlägt die nachträgliche Teilnahme von kleinen Marktakteuren vor, womit der Vorteil bestünde, dass während der Planungsphase die späteren Einnahmen zumindest abgeschätzt werden können. Unklar ist dennoch, ob die sich bildenden Mittelwerte der höchsten noch erteilten Zuschläge (uniform-pricing) von großen Marktakteuren für kleinere noch ausreichend sind (KLESSMANN, C. u. a., 2014). Der BSW schlägt hingegen separate Auktionen für Anlagen bis 5 MW_p und bis 25 MW_p vor, um auch kleinere Akteure sowie kleinere Anlagengrößen die bessere Möglichkeit eines Zuschlags einzuräumen (BSW, 2014). Allerdings lösen separate Auktionen nicht die grundsätzliche Markteintrittsbarriere bei Ausschreibungsmodellen für kleinere Akteure; diese erhöhen zwar die Wahrscheinlichkeit eines Zuschlags, aber das die nicht vorhandene Möglichkeit der Risikostreuung über mehrere Projekte und die Problematik der Beschaffung von Eigen- und Fremdkapitalbeschaffung bleiben bestehen, da ein Zuschlag keinesfalls sicher ist. Nach Meinung des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sollte das Verfahren möglichst einfach ohne separate Auktionen durchgeführt werden, da somit die Komplexität steigen würde (BDEW, 2014).

Mengensteuerung:

Für eine Beurteilung der Mengensteuerung ist es noch deutlich verfrüht, da den Anbietern mit einem Zuschlag eine Frist von 24 Kalendermonaten bis zur Inbetriebnahme eingeräumt wird. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass aufgrund des kurzen Vorlaufes bis zum EEG 2017 kein ausreichendes Monitoring stattfinden kann.

4.2.4 Bewertung der zweiten Ausschreibungsrunde

Am 01. August 2015 fand die zweite Ausschreibungsrunde bei PV-Freiflächenanlagen statt. Das gesamte Gebotsvolumen betrug ungefähr 558 MW_p. Im Vergleich zur ersten Ausschreibungsrunde wurde uniform-pricing als Zuschlagsverfahren verwendet. Die bezuschlagten Gebote lagen bei der zweiten Ausschreibungsrunde bei 1,00 bis 8,49 ct/kWh. Womit das letzte noch bezuschlagte Gebot in Höhe von 8,49 ct/kWh preissetzend für die restlichen Gebote gewesen ist. Die Durchschnittsvergütung liegt unterhalb der ersten Ausschreibungsrunde in Höhe von 9,17 ct/kWh (BNETZA, 2015c).

Bei der zweiten Ausschreibungsrunde ist, durch die einmalige Abgabe eines Gebotes in Höhe von 1,00 ct/kWh, strategisches Verhalten eines Bieters offensichtlich geworden. Um jedoch die Zuschlagsverfahren uniform-pricing und pay-as-bid beurteilen zu können, muss die Realisierungsrate bei den Ausschreibungsrunden abgewartet werden.

Anhand der bisher gesammelten Erfahrungen der zwei Ausschreibungsrunden für PV-Freiflächenanlagen lässt sich die prinzipielle Eignung des Ausschreibungsverfahrens zur Ermittlung des angeführten Zieldreiecks von Kosteneffizienz, Akteursvielfalt und Mengensteuerung ableiten. Eine abschließende Evaluierung ist jedoch zu diesem Zeitpunkt nicht möglich. Dennoch stellt die PV-Freiflächenverordnung eine geeignete Grundlage zur Übertragung des Ausschreibungsverfahrens auf Biomasse dar.

KRITERIUM	PV-FREIFLÄCHENAUSSCHREIBUNG	ÜBERTRAGBARKEIT AUF BIOMASSE- ANLAGEN	BIOMASSE/ANMERKUNGEN
AUSSCHREIBUGSVOLUMEN	400 MW _p /a	JA	200 MW _{el} /a Bemessungsleistung
LOSGRÖßE	500 kW _p – 10 MW _p /a	JA	150 kW _{el} Bemessungsleistung bis 20 MW _{el} installierte elektrische Leistung
EIGENVERBRAUCH	Nicht möglich	NEIN	Eigenverbrauch sollte angestrebt werden, um dezentralen Ansatz zu stärken und kleine Anlagen einen wettbewerblichen Vorteil bei Ausschreibungen zu liefern.
FLÄCHENEINSCHRÄNKUNG	Versiegelte Flächen, Konversionsflächen, Randstreifen, benachteiligte Gebiete	NEIN	Für Bioenergie nicht notwendig, keine Flächeneinschränkung
ERSTSICHERHEIT	4 (2) EUR/kW _p	JA	5 EUR/kW _p , da Investitionskosten zwar wesentlich höher, aber auch das Risiko für den Investor
VERRINGERUNG ERST- UND ZWEITSICHERHEIT BEI FORTGESCHRITTENER PLANUNGSPHASE	50 % bei Offenlegungsbeschluss oder beschlossenen Bebauungsplan	NEIN	Die Erst- und Zweitsicherheit wird bei Biomasse-Anlagen nicht hinsichtlich des Standes der Planung- und Genehmigung differenziert.
HÖCHSTGRENZE GEBOTE	Dachanlagen bis 1 MW _p	JA	Bei Biomasse-Anlagen sollte die Höchstgrenze oberhalb der aktuellen und unzureichenden Vergütung, des EEG 2014 liegen.
ZUSCHLAGSVERFAHREN	Pay-as-bid und uniform-pricing	JA	Beide Verfahren sind denkbar, Präferenz für pay-as-bid.
HÄUFIGKEIT DER AUKTIONEN	3 Mal pro Jahr	NEIN	Aufgrund des Ausschreibungsdesigns max. zwei Ausschreibungsrunden pro Jahr.
NACHRÜCKVERFAHREN	Wenn in Summe mehr als 30 MW _p keine Zweitsicherheit hinterlegt haben	JA	Aber Anpassung an Ausschreibungsvolumen notwendig. Im Fall von Biomasse-Anlagen wird 10 MW vorgeschlagen.
ZWEITSICHERHEIT	50 (25) EUR/kW _p	JA	50 EUR/kW _p , da Investitionskosten zwar wesentlich höher, aber auch das Risiko für den Investor.



<p>PÖNALE</p>	<p>Bei Rücknahme Zuschlag seitens der BNetzA (Rückbau Anlage nach einem Jahr, zwei Jahre nach IBN keine Stromlieferung) JA</p> <p>Rückgabe des Zuschlags (innerhalb von 9 Monaten Reduktion um 50 %) JA</p> <p>Keine IBN 24 Kalendermonate nach Zuschlag JA</p> <p>Reduktion Vergütung um 0,3 ct/kWh bei IBN später als 18 Kalendermonate NEIN</p>	<p>Außerbetriebnahme der Anlage während der Vergütungsdauer muss möglich sein, da keine grenzkostenfreie Stromerzeugung; ohne Stromlieferung, Pönale sinnvoll.</p> <p>Rückgabe des Zuschlags (innerhalb von 12 Monaten Reduktion um 50 %). Damit wird berücksichtigt, dass die Genehmigungs- und Realisierungsphase von Biomasse-Anlagen im Vergleich zu PV-Freiflächenanlagen länger ist.</p> <p>Übernahme der Regelung mit entsprechender Anpassung an Planungs- und Genehmigungsdauern für Biomasse-Anlagen (24+12 bzw. 36+12 Monate)</p> <p>Keine Reduktion, da Planungsrisiken bei Biomasse-Anlagen höher sind.</p>
<p>REDUKTION VERGÜTUNG BEI FLURSTÜCKABWEICHUNG</p>	<p>Reduktion um 0,3 ct/kWh, wenn Standort der Anlage nicht mit angegebenem Flurstück übereinstimmt JA</p>	<p>Örtliche Einschränkung sinnvoll, um fortgeschrittenen Planungsstand zu fördern.</p>
<p>BERÜCKSICHTIGUNG WÄRMEAUSKOPPLUNG</p>	<p>- NEIN</p>	<p>Die Wärmenutzung erhöht die Gesamteffizienz der Biomasse-Anlagen und stellt einen wesentlichen Vorteil dieser gegenüber fluktuierenden Erneuerbaren Energien dar.</p>
<p>FLEXIBILISIERUNG</p>	<p>- NEIN</p>	<p>Zur verbesserten Systemintegration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien sollten bei Biomasse-Anlagen auch Anforderungen hinsichtlich der Flexibilisierung gemacht werden.</p>

5 Definition spezieller Anforderungen für Bioenergieanlagen

5.1 Heterogenität zwischen den Biomassetechnologien

Biomassetechnologien zur Stromerzeugung weisen hinsichtlich der Anlagengrößen, der eingesetzten Biomasse und der Kostenstruktur deutliche Unterschiede auf. Für die Kategorien

- Biogas – Güllekleinanlagen
- Biogas – Bioabfallvergärungsanlagen
- Biogas – (Nawaro)
- Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW)
- Altholzanlagen
- Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie
- Holzvergaser
- Festbrennstoffanlagen

finden sich nachfolgend kurze Beschreibungen zur installierten Leistung der jeweiligen Kategorie, den üblicherweise eingesetzten Substraten oder Brennstoffen sowie Anmerkungen zur Umrüstbarkeit und Flexibilisierung der Stromerzeugung.

Die durchschnittliche Kosten- bzw. Vergütungsstrukturen sind in Kapitel 5.4 aufgeführt.

Tabelle 5-1 Übersicht Güllekleinanlagen, Stand 2015

Güllekleinanlagen (bis 75 kW _{el})	
∑ installierte Leistung	21,7 MW _{el}
∑ Arbeit	0,139 TWh _{el}
Direktvermarktung - ∑ Leistung	-
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	-
Brennstoff/Substrat	mind. 80 %iger Masseinsatz von Gülle nach Biomasseverordnung
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Flexibilisierung grundsätzlich möglich, für einen wirtschaftlichen Betrieb unter den derzeitigen Rahmenbedingungen wäre zusätzlich zur Flexibilitätsprämie des EEG 2012 und 2014 eine Zusatzvergütung in Höhe von 2 ct/kWh bei einer doppelten Überbauung (Verhältnis installierte Leistung zu Bemessungsleistung) notwendig ⁵ . Kleine Anlagengrößen sind für die Direktvermarkter jedoch unattraktiver zu poolen, um beispielsweise Regelleistung anbieten zu können.

⁵ Hochloff, P. et al. (2013), Kosten und Nutzen der Flexibilisierung von kleinen Gülle-Biogasanlagen, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel.

Tabelle 5-2 Übersicht Bioabfallvergärungsanlagen, Stand 2015

Bioabfallvergärungsanlagen	
∑ installierte Leistung	102 MW _{el}
∑ Arbeit	0,439 TWh _{el}
Direktvermarktung - ∑ Leistung	42 MW _{el}
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	0,197 TWh _{el}
Brennstoff/Substrat	mind. 90 %iger Masseinsatz von Bioabfällen nach den Abfallschlüsseln 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Stand der Technik, nach EEG 2014 doppelte Überbauung für Anlagen >100 kW _{el} vorgeschrieben, indem ausschließlich die Strommenge vergütet wird, deren Bemessungsleistung maximal 50 % der installierten Leistung entspricht; optimale Flexibilisierung nach der Flexibilitätsprämie des EEG 2012 und 2014 liegt ebenfalls häufig im Bereich der doppelten Überbauung.

Tabelle 5-3 Übersicht Biogasanlagen, ohne Güllekleinanlagen und ohne Bioabfallvergärungsanlagen, Stand 2015

Biogas	
∑ installierte Leistung	4.243 MW _{el}
∑ Arbeit	26,8 TWh _{el}
Direktvermarktung - ∑ Leistung	2.931 MW _{el}
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	18,98 TWh _{el}
Brennstoff/Substrat	Exkremete, Nawaro, Reststoffe, kommunaler Bioabfall
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Stand der Technik, nach EEG 2014 doppelte Überbauung für Anlagen >100 kW _{el} vorgeschrieben, indem ausschließlich die Strommenge vergütet wird, deren Bemessungsleistung maximal 50 % der installierten Leistung entspricht; optimale Flexibilisierung nach der Flexibilitätsprämie des EEG 2012 und 2014 liegt ebenfalls häufig im Bereich der doppelten Überbauung.

Tabelle 5-4 Übersicht Biomethan BHKW, Stand 2015

Biomethan BHKW	
∑ installierte Leistung	525,7 MW _{el}
∑ Arbeit	1,924 TWh _{el}
Direktvermarktung - ∑ Leistung	339 MW _{el}
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	1,29 TWh _{el}
Brennstoff/Substrat	Nawaro, Exkremete, kommunaler Bioabfall, Reststoffe
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Biomethan-BHKW werden durch wärmegeführten Betrieb ohnehin mit reduzierten Volllaststunden gefahren (4.400 im flexiblen und bis 5.600 h/a im Grundlastbetrieb ⁶). Werden die Wärmelieferverpflichtungen eingehalten, kann sowohl eine

⁶ Scheffelowitz, M. et al. (2015), Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben Ila Biomasse) – Zwischenbericht Mai 2015, DBFZ, UFZ und IWES, Leipzig.

	flexible Stromerzeugung für die Intraday- oder Day-ahead-Vermarktung sowie die Bereitstellung von Regelleistung erfolgen. Dafür können ggf. Zusatzinvestitionen notwendig sein. Vorteilhaft gegenüber Biogasanlagen ist, dass die Verstromungspausen nicht durch die Gasspeicherkapazität begrenzt sind. Je kleiner die Anlagen sind, desto schwieriger werden die Vermarktungsbedingungen (z.B. Poolung beim Direktvermarkter).
--	--

Tabelle 5-5 Übersicht Altholzanlagen, Stand 2015

Altholz	
∑ installierte Leistung	ca. 759 MW _{el}
∑ Arbeit	4,68 TWh _{el}
Direktvermarktung - ∑ Leistung	748 MW _{el}
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	4,66 TWh _{el}
Brennstoff/Substrat	überwiegend Altholz der Klassen AIII/AIV; aber auch der Klassen AI/AII
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Negative Regelleistung möglich, aber Qualität bei Sekundärregelung SRL durch Erzeugungsschwankungen bei Anlagen mit Organic-Rankine-Cycle Einheiten(ORC) geringer als beispielsweise bei Biogasanlagen; Day-ahead-Vermarktung bedingt möglich, da eine Reduktion der Nennleistung auf ca. 80 % umsetzbar ist.

Tabelle 5-6 Übersicht Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie, Stand 2015

Papier- und Zellstoffindustrie	
∑ installierte Leistung	235 MW _{el} (nach EEG vergütet bzw. ca. 373 MW _{el} insgesamt)
∑ Arbeit	1,06 TWh _{el}
Direktvermarktung - ∑ Leistung	123 MW _{el}
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	1,06 TWh _{el}
Brennstoff/Substrat	Reste aus der Holzaufbereitung (Rinde und Holzreste), Schwarzlauge, Altholz
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Negative Regelleistung möglich, aber Qualität bei SRL durch Erzeugungsschwankungen (ORC) geringer als beispielsweise bei Biogasanlagen; Day-ahead-Vermarktung bedingt möglich, da eine Reduktion der Nennleistung auf ca. 80 % umsetzbar ist.

Tabelle 5-7 Übersicht Holzvergaser, Stand 2015

Holzvergaser	
∑ installierte Leistung	-
∑ Arbeit	-
Direktvermarktung - ∑ Leistung	-
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	-
Brennstoff/Substrat	Waldrest-, Landschaftspflege-, Rund- und Industrierestholz; Sonstiges
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Kurzfristige Flexibilität und Regelleistung durch Trennung der Prozesse von Holzvergasung und Verstromung im Gasmotor.

Durch geringe Anlagengrößen ist das Pooling durch den Direktvermarkter jedoch weniger attraktiv.

Tabelle 5-8 Übersicht Anlagen für feste Biomasse ohne Altholzanlagen und ohne Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie, Stand 2015

Sonstige feste Biomasse	
∑ installierte Leistung	603 MW _{el}
∑ Arbeit	3 TWh _{el}
Direktvermarktung - ∑ Leistung	405 MW _{el}
Direktvermarktung - ∑ Arbeit	2,35 TWh _{el}
Brennstoff/Substrat	Waldrest-, Landschaftspflege-, Rund-, Kurzumtriebsplantagen-, Industrierest-, Straßen- und Begleitholz; Sonstiges; Rinde; Schwemmgut; Garten- und Parkholz; Altholz
Umrüstbarkeit für Flexibilisierung	Negative Regelleistung möglich, aber Qualität bei SRL durch Erzeugungsschwankungen (ORC) geringer als beispielsweise bei Biogasanlagen; Day-ahead-Vermarktung bedingt möglich, da eine Reduktion der Nennleistung auf ca. 80 % umsetzbar ist.

5.2 Vorgeschriebene flexible Fahrweise von Biogasanlagen

Bis einschließlich dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009 wurde die Maximierung der Strommenge von Biogasanlagen gefördert, da ausschließlich die reine Arbeit vergütet wurde. Mit der Novellierung des Gesetzes im Jahr 2012 wurde mit der sog. Flexibilitätsprämie ein erster finanzieller Anreiz für eine flexible Fahrweise implementiert. Wie aus Abbildung 5-2 ersichtlich wird, wird bei einer Grundlastfahrweise konstant Gas und Strom produziert. Der Gas- und Wärmespeicher puffert nur kurzzeitige Produktionsunterbrechungen wie das beispielsweise bei Wartungsarbeiten am BHKW der Fall ist.

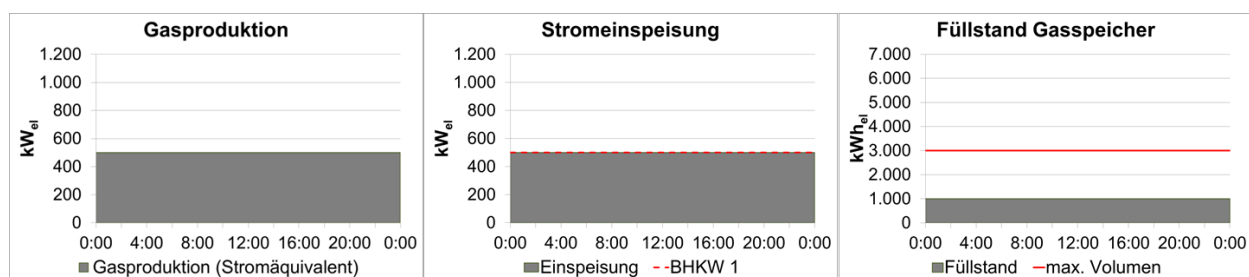
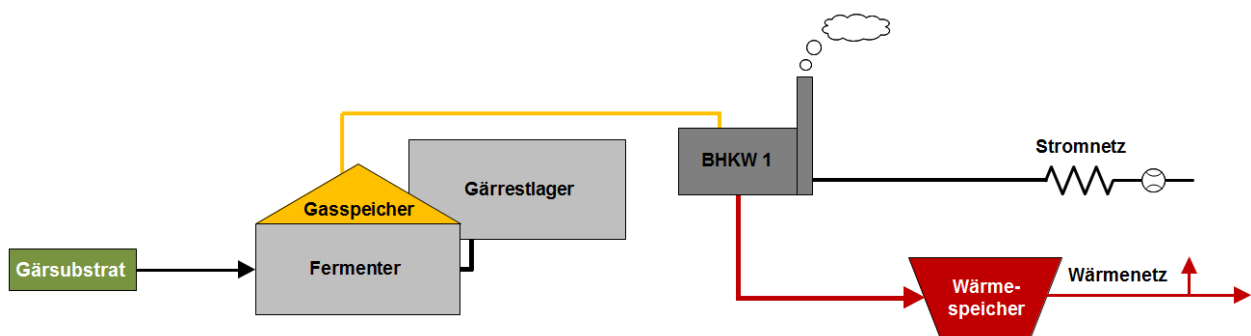


Abbildung 5-1 Schematische Darstellung der Grundlastfahrweise einer Biogasanlage.

Damit eine Anlage flexibel Strom produziert, ist es notwendig, bei einer konstanten Gasproduktion die Verstromungszeiträume zu komprimieren. Dies geschieht durch die Erhöhung der Verstromungs- und/oder Gasspeicherkapazität (Abbildung 5-2). Bedient die Anlage gleichzeitig eine Wärmesenke mit einer zeitlichen Lieferverpflichtung, sind zudem Investitionen in einen Wärmepufferspeicher und/oder Sekundärwärmeerzeuger notwendig. Durch die erhöhte Verstromungskapazität kann mehr Gas in einer kürzeren Zeitspanne verstromt werden. Bei einer flexiblen Fahrweise verringert sich der Quotient aus Bemessungsleistung und installierter Leistung. Dies geschieht vorzugsweise zu Zeiten eines hohen Börsenstrompreises bei einer gleichzeitig hohen Nachfrage bzw. geringen Stromerzeugung anderer Kraftwerke. Die flexible Fahrweise erhöht durch die notwendigen Zusatzinvestitionen die Stromgestehungskosten einer Anlage, die nicht in Folge höherer Börsenstromerlöse refinanziert werden können. Daher wurde mit der sog. Flexibilitätsprämie (2012) ein zusätzliches Förderinstrument geschaffen.

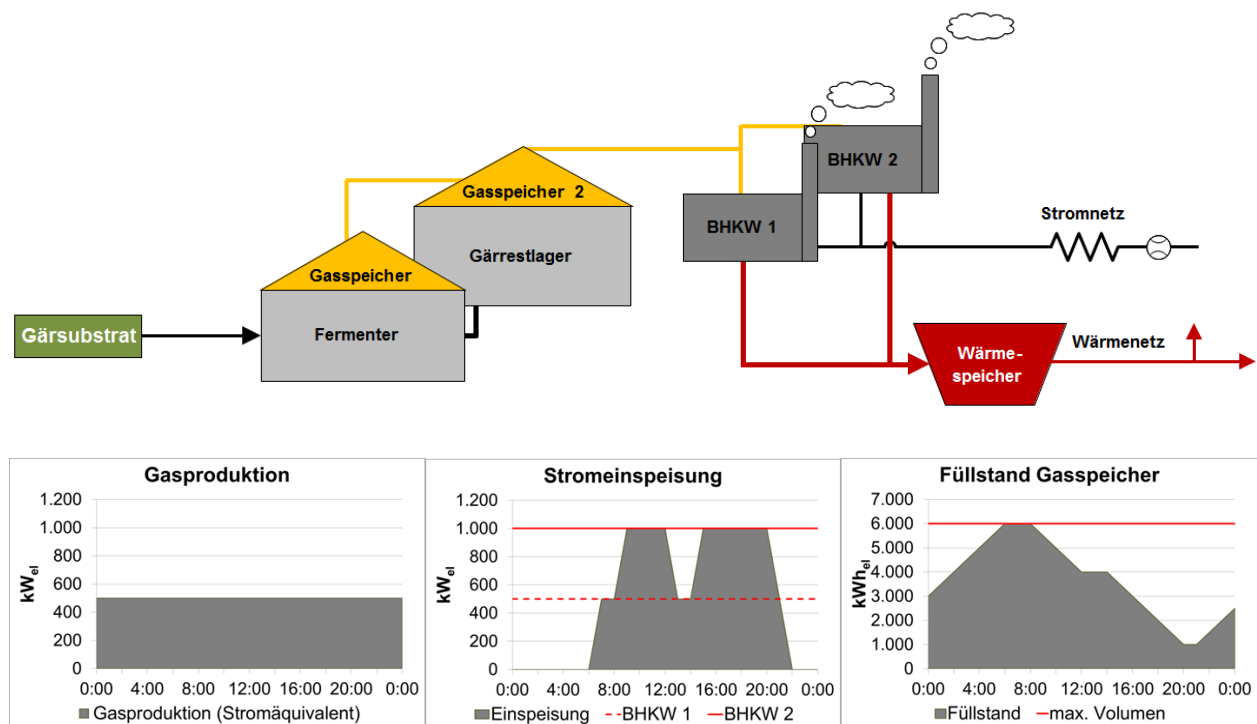


Abbildung 5-2 Schematische Darstellung der flexiblen Fahrweise einer Biogasanlage.

Mit der zunehmenden Durchdringung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien im Strom- und Energiesystem wird der Bedarf an flexiblen Erzeugern und Verbrauchern zunehmen. Flexible Biogas- und Biomasse-Anlagen stellen eine mögliche Ausgleichsoption dar. Daher sollte die flexible Fahrweise als technische Anforderung innerhalb des zukünftigen Ausschreibungsdesign für Biomasse mit aufgenommen werden (siehe 6.10.1).

5.3 Wärmebereitstellung durch Biomasse-Anlagen

Die in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) zusammen mit Strom bereitgestellte und extern genutzte Wärme aus Bioenergieanlagen ist für das Jahr 2014 in Tabelle 5-9 aufgeführt. In Summe wurden 38,36 TWh Strom erzeugt und in KWK 18,35 TWh Wärme extern bereitgestellt und genutzt.

Tabelle 5-9 Installierte elektrische Leistung, Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas, Biomethan, feste Biomasse und Pflanzenöl im Rahmen des EEG (SCHEFTELOWITZ u. a., 2015)

		Biogas	Biomethan	Feste Biomasse	Pflanzenöl
Installierte Leistung	MW _{el}	4.369	529 ⁵	1.598	135
EEG-Strom	TWh/a	27,37	1,94	8,77	0,28
EEG-KWK-Strom	TWh/a	10,75 ⁷	1,61 ⁸	1,74 ⁹	0,24 ¹⁰
EEG-KWK-Wärme	TWh/a	12,39 ¹¹	1,85 ¹²	3,86 ¹³	0,25 ¹⁴

Die zukünftigen Anforderungen an die Art und Höhe der Wärmenutzung für Bioenergieanlagen sind in Kapitel 6.10 beschrieben.

5.4 Vergütungsstruktur für Strom aus Biomasse

In Tabelle 5-10 sind die durchschnittlichen Vergütungen in ct/kWh_{el}, die im Jahr 2014 ausgezahlt wurden, aufgeführt. Da sich ein Teil der Anlagen jeweils in der Festvergütung bzw. in der Direktvermarktung befindet, sind diese Kategorien getrennt ausgewiesen. Zur Vergleichbarkeit wurde auf die Durchschnittsvergütung für Anlagen in der Direktvermarktung der durchschnittliche Börsenstrompreis 2014 von 3,275 ct/kWh_{el} aufsummiert. Altholzanlagen und Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie gehören zu den bisher günstigsten EEG-Anlagen. Bioabfallvergärungsanlagen sind etwas teurer, liegen aber ebenfalls unter dem Gesamtdurchschnitt. Biomethan-BHKW haben im Mittel den höchsten Vergütungsanspruch.

⁷ Hochrechnung des KWK-Anteils auf Basis der KWK Anteile der Jahre 2009-2011, 39,29 %

⁸ Hochrechnung des KWK-Anteils auf Basis der KWK Anteile der Jahre 2009-2011, 82,61 %

⁹ Hochrechnung des KWK-Anteils auf Basis der KWK Anteile der Jahre 2009-2011, 19,82 %

¹⁰ Hochrechnung des KWK-Anteils auf Basis der KWK Anteile der Jahre 2009-2011, 82,96 %

¹¹ Hochrechnung auf Basis der KWK-Anteile der Jahre 2009-2011 und Stromkennzahl 0,867

¹² Hochrechnung auf Basis der KWK-Anteile der Jahre 2009-2011 und Stromkennzahl 0,867

¹³ Hochrechnung auf Basis der KWK-Anteile der Jahre 2009-2011 und Stromkennzahl 0,45

¹⁴ Hochrechnung auf Basis der KWK-Anteile der Jahre 2009-2011 und Stromkennzahl 0,94

Tabelle 5-10 Durchschnittliche Vergütung von Bioenergieanlagen im Rahmen des EEG (BNetzA, 2015a)

Biomasseart	Durchschnittsvergütung (Festvergütung) ct/kWh _{el}	Durchschnittsvergütung (Direktvermarktung) ct/kWh _{el} (inkl. Börsenstrompreis)
Biogas	21,55	22,25
Bioabfallvergärungsanlagen	15,35	15,81
Biomethan	21,63	22,55
Feste Biomasse	18,08	17,06
Altholz	12,66	9,57
Papier- und Zellstoffindustrie	11,64	10,46
Pflanzenöl	19,17	20,67

6 Design eines Ausschreibungsmodells zur Förderung von Strom aus Biomasse

Ausgeschrieben wird eine Vergütung je Kilowattstunde in Form einer gleitenden Marktprämie. Der Ausbaupfad bezieht sich auf die Bemessungsleistung, d.h. die zur Stromerzeugung relevante Leistung der Anlage, um die verringerten Strommengen bei flexibilisierten Anlagen zu berücksichtigen.

6.1 Festlegung der Präqualifikationsanforderungen zur Teilnahme an Ausschreibungen

Zur Teilnahme an den Ausschreibungsrunden muss eine Erstsicherheit von 5 EUR/kW_{el} bei der BNetzA hinterlegt werden. Mit der Erstsicherheit soll die Ernsthaftigkeit des Angebots bestätigt werden. Wenn das Angebot keinen Zuschlag erhält, wird die Erstsicherheit vollständig zurückgezahlt. Im Fall einer Zuschlagserteilung ist eine Zweitsicherheit von 50 EUR/kW_{el} bei der BNetzA zu hinterlegen.

Eine materielle Sicherheit in Form eines positiven Genehmigungsbescheides nach Baurecht oder Bundesimmissionsschutzgesetz ist nicht notwendig.

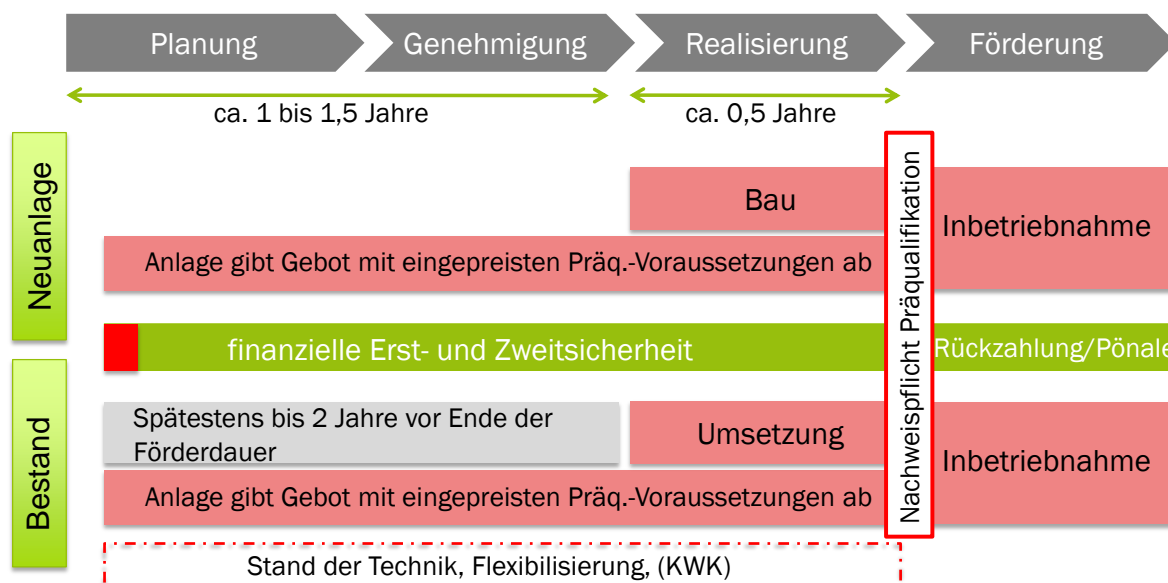


Abbildung 6-1 Zeitverlauf bei Teilnahme an einer Ausschreibung mit Planungs- und Genehmigungszeiträumen

Begründung

Als Präqualifikationsanforderungen wurden die Vor- und Nachteile einer hohen materiellen Sicherheit in Form eines positiven Genehmigungsbescheides (nach BauGB oder BlmschG) und alternativ die Hinterlegung einer finanziellen Sicherheit geprüft. Dazu wurden Gespräche mit Planungsbüros sowie Genehmigungsbehörden in 3 Bundesländern durchgeführt. Vor- und Nachteile sind in Tabelle 6-1 aufgeführt.

Tabelle 6-1 Vor- und Nachteile von materiellen und finanziellen Präqualifikationsanforderungen als Teilnahmevoraussetzung an Ausschreibungen

Präqualifikation durch hohe materielle Sicherheit	Präqualifikation durch hohe finanzielle Sicherheit
+ hohe Realisierungswahrscheinlichkeit	+ finanzielles Risiko für Bestandsanlagen wird stark verringert
+ keine Verdrängung von effizienten Bestandsanlagen	+ geringe Markteintrittsbarriere
+Anlage in Auktion entspricht der später geförderten Anlage	- Gefahr der Verdrängung von effizienten Bestandsanlagen
- Benachteiligung kleinerer Anlagen	- strategisches Bieterverhalten wahrscheinlicher
- hohe Markteintrittsbarriere durch Gefahr versunkener Kosten	- geringere Realisierungsrate

Die notwendigen Planungs- und Genehmigungszeiträume sowie die dafür anfallenden Kosten waren in allen Fällen von geringem Unterschied. Von den konkreten Planungsschritten, der Vorphase zur Klärung rechtlicher, wirtschaftlicher und technischer Aspekte bis zur Erteilung der Genehmigung, vergehen i.d.R. 12 bis 18 Monate. Die Realisierung des Anlagenneubaus respektive Umbaus einer Bestandsanlage (in Abhängigkeit der notwendigen Maßnahmen) benötigt anschließend weitere 6 Monate. Die Kosten bis zum positiven Genehmigungsbescheid belaufen sich auf ca. 50.000 EUR. Eine erteilte BlmschG-

Genehmigung hat eine Gültigkeit von 3 Jahren für den Bau der Anlage. Die Genehmigung zur Errichtung der Anlage kann auf Antrag bei der Behörde um zwei weitere Jahre verlängert werden. Der Ablauf mit den typischen Planungs- und Genehmigungsschritten ist in Abbildung 6-2 dargestellt.

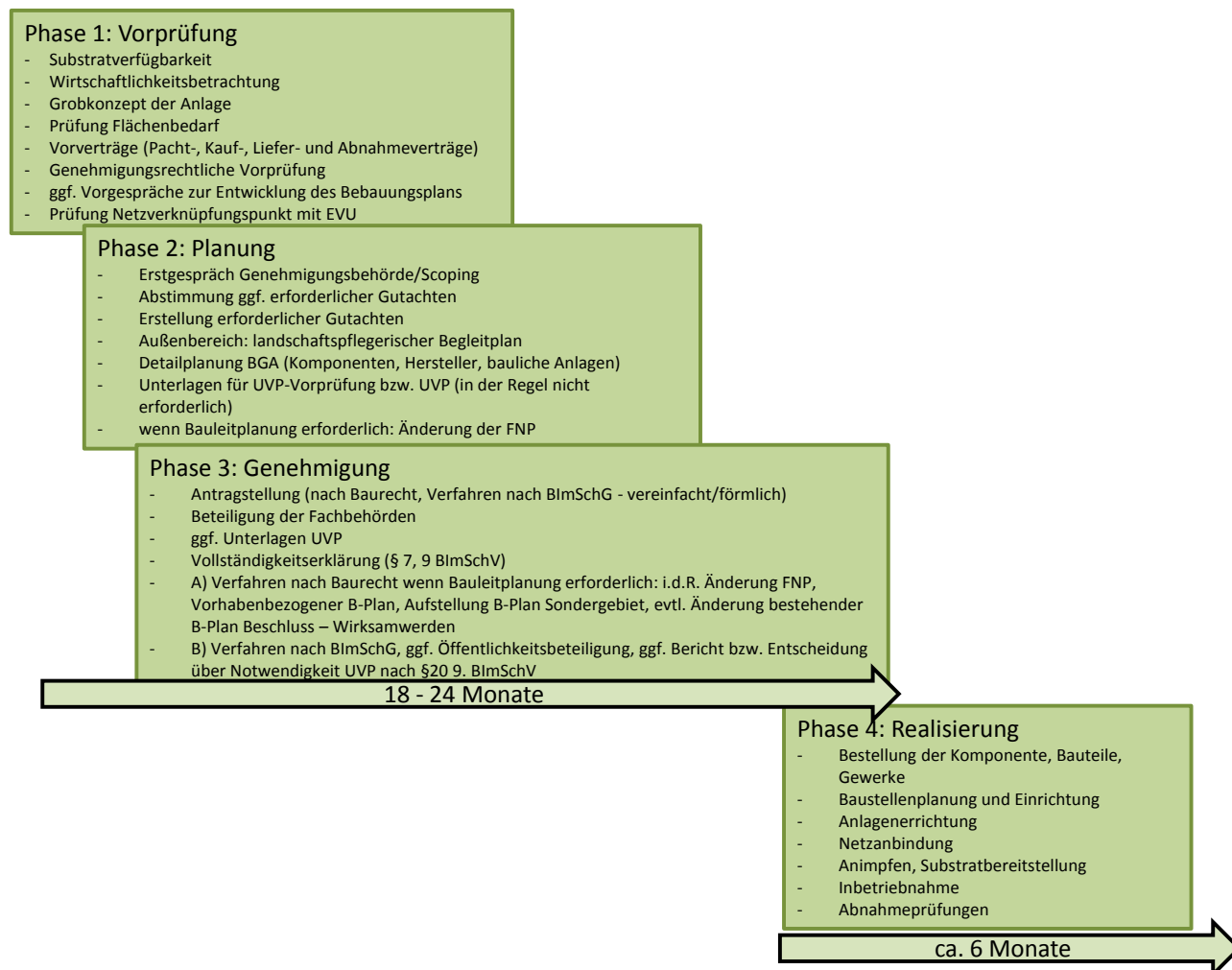


Abbildung 6-2 Projektverlauf zur Errichtung einer Biogasanlage. Aufbauend auf Interviews mit Planungsbüros. Abkürzungen: EVU: Energieversorgungsunternehmen; BGA: Biogasanlage; UVP: Umweltverträglichkeitsprüfung; FNP: Flächennutzungsplan; B-Plan: Bebauungsplan.

Die Anlage kann sich im Fall einer jährlichen Ausschreibung, in Abhängigkeit vom Stichtag der Genehmigungserteilung und dem Ausschreibungstermin, 4- bis 5-mal an den Ausschreibungen beteiligen. Im Fall einer alternierenden Ausschreibung kann die Anlage an 2 bis 3 Ausschreibungsrunden teilnehmen. Bekommt die Anlage in der Ausschreibungsrunde keinen Zuschlag, stellen die Kosten für Planungs- und Genehmigung versunkene Kosten dar. Da die meisten Anlagenbetreiber keine „Multi-Projekt-Bieter“ sind, können diese Kosten nicht über einen Risikoaufschlag über mehrere Projekte abgesichert werden.

Daher wird eine hohe materielle Sicherheit als Teilnahmevoraussetzung an Ausschreibungen als eine zu hohe Markteintrittsbarriere angesehen, die die Akteursvielfalt stark einschränken würde.

6.2 Gestaltung der Pönale

Als Erst- und Zweitsicherheit werden insgesamt 50 EUR/kW_{el} für die gebotene Bemessungsleistung hinterlegt. Anlagen zur Verstromung gasförmiger Biomasse haben nach Zuschlagserteilung eine Frist von 24 Monaten bis zur Inbetriebnahme respektive Weiterbetrieb unter den Voraussetzungen des EEG 2016. Erfolgt die Inbetriebnahme oder der Weiterbetrieb entsprechend der Fördervoraussetzungen, wird die hinterlegte Erst- und Zweitsicherheit zurückgezahlt. Ist eine Inbetriebnahme oder der Weiterbetrieb nicht nach 24 Monaten erfolgt, erhält die Anlage auf Antrag weitere 12 Monate zur Umsetzung. Wird die Anlage nach 36 Monaten in Betrieb genommen oder entsprechend der Fördervoraussetzungen weiterbetrieben, wird die Hälfte der Sicherheit einbehalten. Bei Nichtbetrieb der Anlage, wird die Zweitsicherheit in voller Höhe einbehalten. Für Anlagen zur Verstromung fester Biomasse gelten bis zu einer Bemessungsleistung von 150 kW_{el} die gleichen Bedingungen. Anlagen zur Verstromung fester Biomasse mit einer Bemessungsleistung größer 150 kW_{el} erhalten eine Frist zur Umsetzung nach Zuschlagserteilung von 36 Monaten mit der Möglichkeit zur Verlängerung um weitere 12 Monate. Ab der Verlängerung der Frist erfolgt der Einbehalt der Pönale analog zu den Anlagen für gasförmige Biomasse.

Alle Anlagen, die in der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten, können diesen 12 Monate nach Zuschlagserteilung zurückgeben. Bei Rückgabe der Zuschlagserteilung wird die Hälfte der Zweitsicherheit einbehalten.

6.3 Möglichkeiten der Ermittlung von Gebotsobergrenzen

Für die administrative Festlegung der Gebotsobergrenzen in einem Ausschreibungsverfahren gibt es zwei Möglichkeiten:

- **Feste Gebotsobergrenze:** Die Vergütungshöhe wird administrativ auf eine absolute Vergütungshöhe festgelegt. Dabei kann beispielsweise eine Gebotsobergrenze für alle Biogasanlagen, die an dem Ausschreibungsverfahren teilnehmen, in Höhe von 19 ct/kWh_{el} bestimmt werden. Eine jährliche prozentuale Degression der festen Gebotsobergrenze ist denkbar.
- **Relative Gebotsobergrenze:** Bei dieser Variante wird die Gebotsobergrenze ex-post festgelegt. In Abhängigkeit des günstigsten Gebots [ct/kWh] wird mit Hilfe eines Faktors (z.B. 1,5) die Gebotsobergrenze bestimmt. Fallen weniger als die jeweils ausgeschriebene Bemessungsleistung unter die zulässige Gebotsobergrenze, wird die verbleibende Vergütungsmenge der nächsten Ausschreibungsrunde gutgeschrieben. Diese alternative Möglichkeit adressiert die Problematik einer administrativ festgelegten Gebotsobergrenze. Vorteilhaft ist die Anwendbarkeit bei einer alternierenden Ausschreibung, sodass nicht jeweils für feste und gasförmige Biomasse eigene Gebotsobergrenzen festgelegt werden müssen. Jedoch besteht ein Nachteil in der ex-post Festlegung der Gebotsobergrenze, dass Akteure, die ein Gebot bei der Ausschreibung abgeben, erst nach der Auktion erfahren, ob sie mit ihrem Gebot unterhalb der Gebotsobergrenze liegen. Bei einer festgelegten Gebotsobergrenze ist vorher für jeden Akteur absehbar, ob die geplante Neuanlage oder die Bestandsanlage unterhalb der zulässigen Höchstgrenze liegt. Ist diese aufgrund der Kostenstruktur nicht erreichbar, wird auch kein Gebot abgegeben. Daher steigt bei einer relativen Gebotsobergrenze das Risiko für die Akteure bei der Gebotsabgabe. Das kann zwar auf der einen Seite den

Preisdruck für die Akteure erhöhen, da sie mit möglichst geringen Preisen versuchen werden die relative Gebotsobergrenze zu unterschreiten; aber auf der anderen Seite muss dieses unternehmerische Risiko auch bei der Gebotsabgabe eingepreist werden. Zudem ist auch der anzulegende Faktor administrativ zu bestimmen. Dabei besteht -ähnlich wie bei einer festen Gebotsobergrenze- die Problematik ein möglichst „optimales“ Ergebnis bei der Festlegung des anzulegenden Faktors zu ermitteln.

Alternativ zu den genannten administrativen Gebotsobergrenzen ist ebenfalls eine freie Preisbildung in den Ausschreibungsrunden möglich. Bei einer geringen Markteintrittsbarriere und einer damit verbundenen hohen Wettbewerbsintensität kann auch auf eine Gebotsobergrenze verzichtet werden, da strategische Gebote mit Vergütungszahlungen über dem tatsächlichen Marktpreis keinen Zuschlag erhalten. Bei einer zu geringen Anzahl von Geboten bzw. Akteuren besteht jedoch die Gefahr, dass die angeführten strategischen Gebote erfolgreich sind.

Gebotsobergrenzen können bei Ausschreibungen für Bestands- und Neuanlagen entweder jeweils individuell für Neu- und Bestandsanlagen gewählt werden oder für beide Anlagenkategorien gemeinsam. Ein großer Vorteil bei getrennten Gebotsobergrenzen besteht in der besseren Berücksichtigung der individuellen Kostenstrukturen von Neu- und Bestandsanlagen. Daher bietet es sich an, separate Gebotsobergrenzen für Neu- und Bestandsanlagen einzuführen. Für Bestandsanlagen sind administrative Gebotsobergrenzen für die betriebliche Ebene zu bilden. Die Gebotsobergrenze ergibt sich aus dem Durchschnitt der Vergütungszahlungen der letzten 5 vollständigen Kalenderjahre. Der daraus resultierende durchschnittliche ausgezahlte Vergütungssatz ist von einem Umweltgutachter zu testieren.

Die Gebotsobergrenze auf betrieblicher Ebene für Bestandsanlagen verhindert eine Überförderung von sehr günstigen Bestandsanlagen, die gegenüber Neuanlagen beispielsweise durch ein sehr gutes Rohstoffkonzept im Vorteil sind, und garantiert die Vermeidung von steigenden Förderkosten.

6.4 Kostenentwicklung von Bestandsanlagen nach 20 Jahren EEG-Förderung

Ziel der durchgeführten Datenerhebung war ein Austausch mit deutschen Branchenvertretern (Anlagenbauer und Projektierer im Bereich Biogas) zur Frage der Kostenentwicklung von Biogasbestandsanlagen für einen Weiterbetrieb für weitere 10, 15 bzw. 20 Jahre zu entwickeln. Dazu wurden mittels eines Fragebogens Daten zur Entwicklung von Kapital- und Betriebskosten erhoben. Mit diesem Fragebogen wurden insgesamt 15 Branchenvertreter kontaktiert bzw. diese direkt auf einer Fachmesse befragt. Insgesamt konnten 8 Rückläufe generiert werden, wovon 5 Rückläufe Eingang in die statistische Analyse fanden. Aufgrund der Gespräche mit den entsprechenden Anlagenbauern bzw. Projektierern ergab sich für die Entwicklung der Kapital- und Betriebskosten eine Tendenz, die in den nachfolgenden Betrachtungen dargestellt ist.

Entwicklung der Kapitalkosten

Um die weitergehende Funktionsweise einer 20-jährigen Biogasbestandsanlage dauerhaft zu erhalten, ist es notwendig, verschiedene technische und bauliche Komponenten zu ersetzen, anzupassen bzw. zu rekonstruieren, um den jeweils geltenden gesetzlichen sowie sicherheits- und prozesstechnischen Anforderungen zu entsprechen. Hierfür notwendig werdende Modernisierungs-, Anpassungs- bzw. Instandsetzungsmaßnahmen betreffen insbesondere Komponenten bzw. Verschleißteile, die hoher mechanischer und/oder biologischer Beanspruchung im Gesamtprozess der Biogasproduktion bzw. -verwertung sowie langjährigen Witterungseinflüssen und Anpralllasten ausgesetzt sind.

Die Ergebnisse der im Rahmen vom DBFZ durchgeführten Befragung bzgl. der verminderten Kapitalkosten bei Biogasbestandsanlagen bei verlängerter Laufzeit sind in Tabelle 6-2 dargestellt.

Tabelle 6-2 Verminderte Kapitalkosten (Reinvestitionen, Instandhaltungsbedarf) von Biogasbestandsanlagen bei verlängerter Laufzeit (n=5)

verminderte Kapitalkosten von Biogasbestandsanlagen bei verlängerter Laufzeit (Angaben in %)									
Kapitalkosten für	10a zusätzlicher Betrieb			15a zusätzlicher Betrieb			20a zusätzlicher Betrieb		
	abs. min	abs. max	Ø	abs. min	abs. max	Ø	abs. min	abs. max	Ø
Anlagenkomponenten	-70	0	-29	-40	40	-16	-30	40	0
Bauliche Komponenten	-95	-5	-52	-88	0	-46	-75	0	-39

Abgebildet sind jeweils das arithmetische Mittel (grau hinterlegt) aus allen Eingangsdaten (n=5) sowie die absoluten Minima (abs. min) und Maxima (abs. max) der zukünftig erwarteten Mehr- oder Minderkosten in Prozent im Vergleich zu den Kosten während der EEG-Förderdauer.

Es wird von Fachleuten der Branche konstatiert, dass die Abnahme der Kapitalkosten für Anlagenkomponenten durchweg höher erwartet wird als für bauliche Komponenten. Reinvestitionen bzw. Instandhaltungsbedarf bei Anlagenkomponenten sind insbesondere für BHKW, Gasspeicher, Gasleitungen, Pumpen, Rührwerke, Eintragssysteme in die Fermenter sowie weitergehende periphere Anlagentechnik (z.B. Anlagensteuerung) zu sehen. Bauliche Anpassungsmaßnahmen finden sich insbesondere im Bereich der Fermenter (z.B. Rekonstruktion der Innenwände und Austausch des Heizungssystems), der Infrastruktur (z.B. Gebäude, Container) sowie bei Medienanschlüssen (z.B. Netzanschluss zum Trafo). Insgesamt zeigt sich in beiden Kategorien der Trend, dass mit steigender zusätzlicher Betriebszeit der Einspareffekt einer Bestandsanlage hinsichtlich der Kapitalkosten während der EEG-Förderdauer immer geringer wird. Bei den Anlagenkomponenten nivelliert sich dieser Effekt bei einem „20-jährigen Weiterbetrieb“ sogar vollständig.

Entwicklung der Betriebskosten

Analog zu den Kapitalkosten zeigt Tabelle 6-3 die voraussichtliche Entwicklung der Betriebskosten einer Bestandsanlage, die 10, 15 oder 20 Jahre nach Ende der EEG-Förderdauer weiterbetrieben wird.

Tabelle 6-3 Entwicklung der Betriebskosten für Biogasbestandsanlagen mit einer zusätzlichen Laufzeit von 10, 15 und 20 Jahren (n=5).

zunehmende Betriebskosten von Biogasbestandsanlagen bei verlängerter Laufzeit (Angaben in %)									
Betriebskosten für	10a zusätzlicher Betrieb			15a zusätzlicher Betrieb			20a zusätzlicher Betrieb		
	abs. min	abs. max	Ø	abs. min	abs. max	Ø	abs. min	abs. max	Ø
Wartung und Reinigung	10	20	14	22	30	26	30	40	33
Brennstoffe, Hilfs- und Betriebsmittel	10	12	11	20	30	21	30	30	30
Personal	15	15	15	17	30	19	20	30	25

Es zeigt sich, dass für alle wesentlichen Betriebskosten Kostensteigerungen erwartet werden. Am höchsten sind die erwartenden Kostenzunahmen im Bereich der „Wartung und Reinigung“, gefolgt von „Brennstoffe, Hilfs- und Betriebsmittel“ sowie „Personal“. Darüber hinaus wird im Mittel erwartet, dass mit zunehmendem Weiterbetrieb der Bestandsanlagen diese Zusatzkosten ansteigen werden. Diese Ergebnisse spiegeln die Erwartung von Branchenexperten wider, da hierfür keine realen Erfahrungswerte vorliegen. Dennoch erscheint es plausibel, dass für abgeschriebene Altanlagen, die nach 20 Jahren EEG-Förderung weiterbetrieben werden, Kostensteigerungen für den Betrieb erwartet werden. Ebenso plausibel ist, dass mit zunehmender Dauer des Weiterbetriebs einer Biogasbestandsanlage insbesondere für den abgefragten „20-jährigen Weiterbetrieb“ deutlich erhöhte Betriebskosten erwartet werden, da zu diesen Zeitpunkten einige nicht komplett ersetzte Anlagenbauteile die Grenzen ihrer technischen Verfügbarkeit bzw. maximal möglichen Nutzungsdauer erreichen und somit höhere Wartungs- und Energieaufwände verursachen.

Insgesamt ergibt die Befragung von Branchenvertretern ein gemischtes Bild. Einerseits sind deutlich verminderte Kapitalkosten für Bestandsanlagen im Vergleich zur 20-jährigen-EEG-Förderdauer und auch im Vergleich zu heutigen Neuanlagen zu erwarten. Andererseits werden für die Bestandsanlagen auch erhöhte Betriebskosten für einen Weiterbetrieb nach 20 Jahren EEG-Förderung erwartet. Entscheidend ist, inwieweit qualitativ hochwertig errichtete und solide betriebene Anlagen, die nach 20 Jahren weniger Reinvestitionsbedarf aufweisen, mögliche erhöhte Betriebskosten überkompensieren können. Solche Anlagen wären dann vermutlich preiswerter als Neubauanlagen, da zumeist die Kapitalkosten in der gesamten Kostenstruktur einer Biogasanlage einen deutlich höheren Stellenwert einnehmen als die Betriebskosten (ohne Substratkosten). Für die Substratkosten, die je nach Anlagengröße bis zu 50% der jährlichen Kosten ausmachen können, werden keine Kostensteigerungen durch die Experten für den Weiterbetrieb von Bestandsanlagen gesehen. In diesen Kostenschätzungen bleibt unberücksichtigt, ob Bestandsanlagen neue Anforderungen bspw. hinsichtlich Emissionsschutz, Ertüchtigung für Anlagenflexibilität oder Lagerdauer der Gärreste erfüllen müssen, wodurch einzelne Kostenpositionen erheblich verändert werden.

Es wird erwartet, dass ein Großteil der Biogasbestandsanlagen –in Abhängigkeit der zusätzlichen Betriebsdauer- einen Kostenvorteil gegenüber Neuanlagen bei Ausschreibungen aufweisen. Dies würde

letztlich bedeuten, dass in einem Ausschreibungsdesign Bestandsanlagen einen Vorteil gegenüber Neuanlagen generieren, wenn für beide Anlagenkategorien eine gemeinsame Preisfindung in einer Ausschreibung erfolgt.

6.5 Art der Zuschlagserteilung

Die Art der Zuschlagserteilung erfolgt als „pay-as-bid“. Jeder bezuschlagte Bieter erhält die im Gebot genannte Förderhöhe.

6.6 Projektrealisierungszeit nach Zuschlagserteilung

Bioenergieanlagen zur Verstromung gasförmiger Biomasse und Anlagen zur Verstromung fester Biomasse bis 150 kW_{el} erhalten zur Inbetriebnahme respektive Weiterbetrieb nach den geltenden Förderbedingungen eine Frist von 24 Monaten nach Zuschlagserteilung. Die Frist kann auf Antrag um weitere 12 Monate verlängert werden.

Anlagen zur Verstromung fester Biomasse mit einer Leistung größer als 150 kW_{el} erhalten eine Frist zur Inbetriebnahme respektive Weiterbetrieb nach den geltenden Förderbedingungen von 36 Monaten nach Zuschlagserteilung. Die Frist kann auf Antrag um 12 Monate verlängert werden.

6.7 Förderdauer

Neuanlagen bekommen eine 20-jährige Förderdauer ab der erstmaligen Einspeisung in das Stromnetz.

Bestandsanlagen erhalten, unabhängig von ihrer Restlaufzeit in der vorherigen EEG-Vergütungsdauer, ebenfalls eine weitere Vergütungsdauer von 20 Jahren. Die neue Vergütungsdauer beginnt mit der Inbetriebnahme bzw. dem Weiterbetrieb, wenn alle technischen Anforderungen der bezuschlagten Ausschreibungsrunde erfüllt sind. Die Erfüllung muss von einer fachkundigen Person testiert sein (Umweltgutachter).

Geprüft wurde die Sinnhaftigkeit verschiedener Förderdauern von 14, 16, 18 und 20 Jahren. Aufgrund der Abschreibungsdauern der verschiedenen Anlagenkomponenten wird eine Förderdauer empfohlen, die sich an den Abschreibungsfristen orientiert. Das BHKW stellt an Biogasanlagen den größten Kostenfaktor dar; bezogen auf die regelmäßig zu überholenden oder zu ersetzenden Anlagenkomponenten. Die Abschreibungsdauer beträgt dafür in der Regel 8 Jahre. Der Abschreibungszeitraum von Fermentern, Siloplatten, Gebäuden geht üblicherweise weit darüber hinaus. Eine Förderdauer von mindestens 16 Jahren erscheint daher sinnvoll.

Für Anlagen zur Verstromung fester Biomasse liegen derzeit keine Erkenntnisse zu den Abschreibungsfristen einzelner Komponenten vor.

Die Förderdauer für Bestandsanlagen hat einen wesentlichen Einfluss auf die Höhe der installierten Leistung des zukünftigen Anlagenparks von Bioenergieanlagen. Die Entwicklung des Anlagenbestandes bis 2037 mit 10 bzw. 20 Jahren Förderdauer ist in Kapitel 8.1 in Abbildung 8-2 dargestellt. Dabei wurde angenommen, dass der Brutto-Ausbaupfad von 100 MW_{el} installierter Leistung beibehalten und jedes

Jahr voll ausgeschöpft wird. Darüber hinaus wird in Abbildung 8-3 die Entwicklung bei einer Ausschreibungsmenge von 200 MW Bemessungsleistung dargestellt.

6.8 Umfang des jährlichen Ausschreibungsvolumens

Der Umfang des jährlichen Ausschreibungsvolumens sollte möglichst 200 MW_{el} Bemessungsleistung betragen abzüglich des jährlichen Ausbaukorridors für Gülle-Kleinanlagen (bis 75 kW). Der jährliche Korridor für Kleinanlagen, die sich nicht an der Ausschreibung beteiligen müssen, liegt bei 10 MW_{el} Bemessungsleistung.

Das Ausschreibungsvolumen erhöht sich um den Teil des nicht bezuschlagten oder bezuschlagten und nicht umgesetzten Volumens aus den vorherigen Ausschreibungen.

6.9 Ausschreibungstranchen und Losgrößen

Der Ausbaukorridor wurde im EEG 2014 auf 100 MW_{el} für Biomasse festgelegt. Im Rahmen einer jährlichen Ausschreibungsmenge von 200 MW Bemessungsleistung könnten 100 MW für die maximale Menge bezuschlagter Neuanlagen herangezogen werden.

Die Menge der jährlichen Bemessungsleistung wird in zwei Ausschreibungsrunden ausgeschrieben. Ab einer Bemessungsleistung von 150 kW_{el} müssen Anlagen ihren Vergütungsanspruch über die Ausschreibung erwerben. Die maximale Losgröße beträgt 20 MW installierte elektrische Leistung.

Alternierende Ausschreibung

Die Kostenunterschiede zwischen den Anlagen zur Verstromung fester und gasförmiger Biomasse sind z.T. erheblich (siehe Kapitel 5.4). Daher wird empfohlen eine alternierende Ausschreibung durchzuführen. Bioenergieanlagen zur Verstromung fester Biomasse und gasförmiger Biomasse werden im Wechsel ausgeschrieben. Damit konkurrieren Anlagen mit einer ähnlichen Vergütungs- und Kostenstruktur miteinander. Zum einen wird dadurch zwischen ähnlichen Anlagen eine wettbewerbliche Situation herbeigeführt. Zum anderen entsteht ein höherer Anreiz für Biogasanlagen sich an den Ausschreibungen zu beteiligen, da sie nicht direkt mit Holzanlagen konkurrieren müssen.

Die in den Auktionsrunden zugeschlagenen Mengen, die anschließend nicht realisiert werden, werden dem Volumen der nächsten biomassespezifischen Ausschreibungsrunde zugeschlagen. Dadurch kann sich das jährliche Ausschreibungsvolumen auf 200 MW_{el} + X erhöhen.

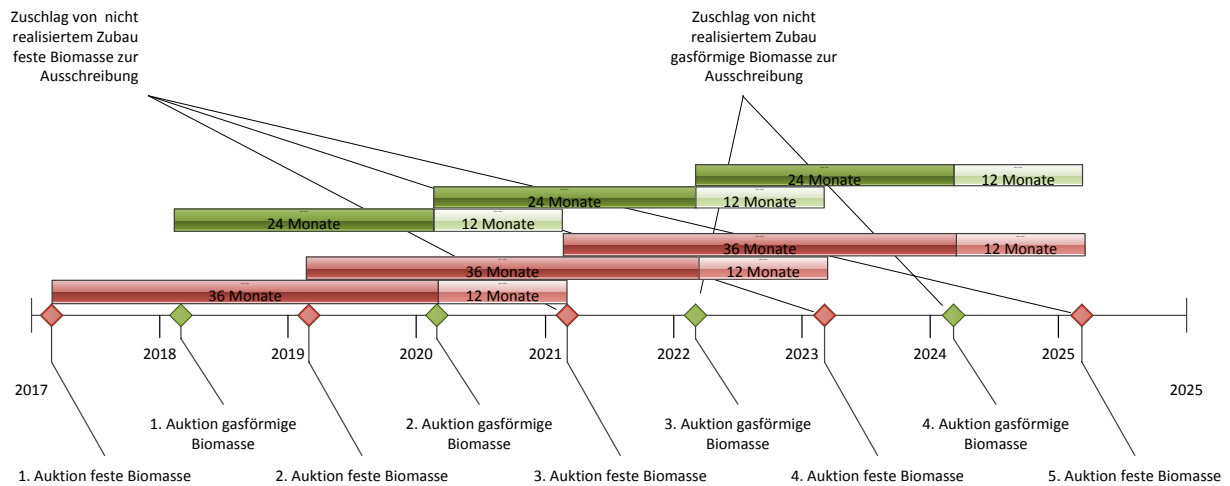
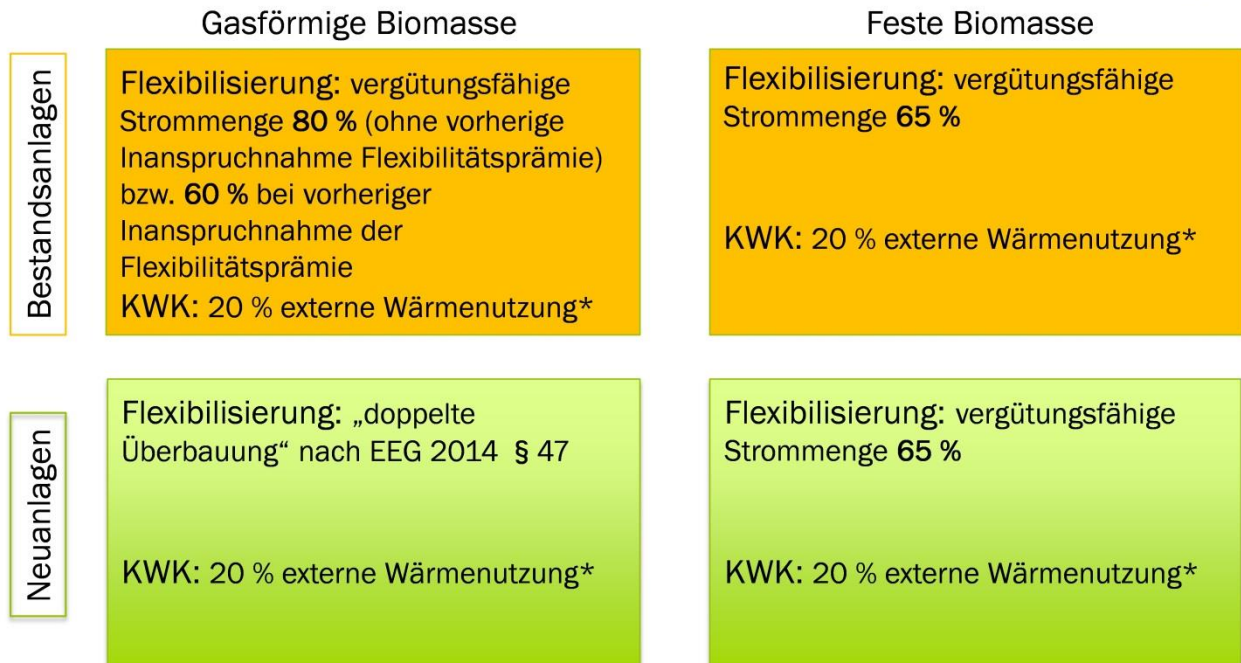


Abbildung 6-3 Beispielhafte Darstellung für ein alternierendes Ausschreibungsdesign für feste und gasförmige Biomasse

6.10 Technische Anforderungen

Zur Verbesserung des Anlagenbestandes hinsichtlich der Systemintegration von Biomasse in das Energiesystem und zur garantierten Umsetzung auch von Neuanlagen werden technische Anforderungen für Bestands- und Neuanlagen definiert (Abbildung 6-4). Die technischen Anforderungen unterscheiden sich für Bestands- und Neuanlagen sowie für Anlagen mit dem Einsatz gasförmiger und fester Biomasse. Als technische Anforderungen werden der Flexibilisierungsgrad bzw. die vergütungsfähige Strommenge und eine externe Mindestwärmenutzung definiert. Beide technische Anforderungen stellen wichtige Alleinstellungsmerkmale der Biomasse-Anlagen im Vergleich zu den fluktuierenden Erneuerbaren Energien dar, wodurch technische Mindestanforderungen in beiden Bereichen sinnvoll sind. Nachfolgend werden diese beiden technischen Anforderungen näher beschrieben. Details können auch der Abbildung 6-4 entnommen werden.



*externe Wärmenutzung nur anrechenbar bei Substitution fossiler Wärme

Abbildung 6-4 Technische Anforderungen für Bestands- und Neuanlagen bei der Ausschreibungsteilnahme

6.10.1 Überbauung der Anlagen zur Flexibilisierung

Ein flexibler Betrieb von Biomasse-Anlagen kann die Systemintegration von fluktuierenden Erneuerbaren Energien verbessern und wird seit dem EEG 2012 mit der sog. Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen angereizt. Mit der Flexibilitätsprämie werden die Zusatzinvestitionen in einen flexiblen Betrieb, der u.a. mit Erweiterungen der Gasspeicher- und/oder Verstromungskapazität einhergeht, angereizt. Seit dem EEG 2014 beträgt die vergütungsfähige Strommenge (Bemessungsleistung) für Biogasneuanlagen maximal 50 % der installierten Leistung, wodurch eine Flexibilisierung verpflichtend ist.

Aufbauend auf den gesammelten Erfahrungen der vorangegangenen EEG-Novellierungen werden diese Erkenntnisse in den Vorschlag für technische Anforderungen in einem zukünftigen Ausschreibungsdesign für Biomasse überführt:

- Für Neuanlagen, die gasförmige Biomasse zur Verstromung einsetzen, ist eine „doppelte Überbauung“ in Anlehnung an das EEG 2014 vorgesehen. Dies bedeutet, dass die Bemessungsleistung der Anlage maximal 50 % der installierten Leistung betragen darf. Die Strommenge, die darüber hinaus produziert wird, erhält keine Vergütung nach beizuschlagenden Gebot, sondern nur noch den Monatsmarktwert nach § 5 Nr. 25 des EEG 2014 an der Strombörse der EPEX Spot SE.
- Für Bestandsanlagen die gasförmige Biomasse einsetzen, ist ebenfalls eine Flexibilisierung obligatorisch. Hierbei ist zwischen Anlagen zu unterscheiden, die bereits die Flexibilitätsprämie

des EEG 2012 bzw. 2014 erhalten haben und Anlagen, die diese noch nicht in Anspruch genommen haben. Da Anlagen mit vorherigem Erhalt der Flexibilitätsprämie einen finanziellen Vorteil gegenüber (nicht flexibilisierten) Anlagen ohne bisherige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie besitzen, ist anzuraten, zwischen diesen beiden Kategorien die vergütungsfähige Strommenge nochmals zu unterscheiden. Hat eine Biogasanlage bereits die Flexibilitätsprämie in Anspruch genommen, sind entsprechende Investitionen in einen flexiblen Betrieb getätigt worden. Folgerichtig sind für diese Anlagen strengere Anforderungen an die Flexibilisierung zu stellen. Die vergütungsfähige Strommenge ist auf 60 % zu begrenzen. Anlagen, die noch Investitionen ohne vorherige Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie tätigen, erhalten maximal 80 % der möglichen jährlichen Strommenge vergütet. Damit kann eine mögliche Benachteiligung beider Anlagenkategorien vermindert werden.

- Im Vergleich zu gasförmiger Biomasse weisen Anlagen mit dem Einsatz fester Biomasse geringere Volllaststunden auf. Bei Biomasse-Heizkraftwerken liegen diese beispielsweise in der Größenklasse von 5 bis 10 MW_{el} bei 5.900 Volllaststunden (SCHEFTELOWITZ, M. u. a., 2015). Um auch eine Flexibilisierung fester Biomasse anzureizen, soll analog zu gasförmiger Biomasse die vergütungsfähige Strommenge begrenzt werden. Eine vorgeschlagene Größe liegt bei 65 % und entspricht ca. 5.700 Volllaststunden. Die vergütungsfähige Strommenge von 65 % soll einen ersten Anreiz zur Flexibilisierung darstellen und gleichzeitig nicht zu hohe Zusatzinvestitionen verursachen, um die Kosten für das EEG-Umlagesystem nicht zu stark zu belasten. Mit 5.700 Volllaststunden sind bei vielen Anlagen mit dem Einsatz von fester Biomasse die Volllaststunden nur geringfügig zu reduzieren bzw. der Betrieb zu flexibilisieren.
- Ausgenommen von der Pflicht zur Flexibilisierung sind alle Anlagen, die nicht an der Ausschreibung teilnehmen: Anlagen mit einer Bemessungsleistung <150 kW_{el}, Güllekleinanlagen und Bioabfallvergärungsanlagen bis 1 MW_{el}.

6.10.2 Mindestwärmenutzung

Ein großer Vorteil von Biomasse-Anlagen besteht in der gleichzeitigen Erzeugung von Strom und Wärme durch Kraft-Wärme-Kopplung. Bei der Ertüchtigung des Anlagenbestandes ist darauf Wert zu legen, dass gleichzeitig –neben der Stromproduktion– sinnvolle Wärmekonzepte Anwendung finden. Sinnvolle Wärmekonzepte zeichnen sich durch die Substitution fossiler Wärme aus. KWK-Bonus-fähige Wärmesenken wie Holz- oder Gärresttrocknung sind davon auszuschließen. Gleichzeitig weisen auch viele Biogasanlagen, die ein Nahwärmenetz bedienen, nicht immer hohe KWK-Anteile aus.

Um Anlagen mit einem sinnvollen Wärmekonzept bei zukünftigen Ausschreibungen nicht zu benachteiligen, wird eine externe Mindestwärmenutzung von 20 % vorgeschlagen. Die ausgekoppelte Wärme muss dabei fossile Wärme substituieren. Zwar ist es wahrscheinlich, dass sich Anlagenkonzepte mit ausreichend vergüteten Wärmekonzepten durch niedrigere benötigte Deckungsbeiträge durchsetzen, aber dies kann durch die genannten Präqualifikationsvoraussetzungen konterkariert werden. Da die technischen Anforderungen erst bei Inbetriebnahme/Weiterbetrieb und dem damit verbundenen Vergütungsanspruch nachgewiesen werden müssen, ist ein strategisches Verhalten von Anlagen ohne vorherige Erfüllung der technischen Anforderungen möglich. Hierbei besteht die Gefahr, dass Anlagen, die bereits über einen flexiblen Betrieb und/oder eine sinnvolles Wärmekonzept verfügen, durch strategisches Verhalten bei den Auktionen kein Zuschlag erhalten und ihren Betrieb

einstellen müssen. Um diese Anlagen nicht zu benachteiligen, wird die administrativ festgesetzte Mindestwärmenutzung bei den genannten 20 % angesetzt.

Nach Auswertung der Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber liegt der momentane durchschnittliche KWK-Anteil bei Biogasanlagen bei ca. 40 % und der von Altholzanlagen bzw. sonstigen Anlagen mit dem Einsatz fester Biomasse bei rund 20 %. Biomethananlagen sind bereits verpflichtet einen 100 % KWK-Anteil vorzuweisen. Auch nach Abzug von nicht anrechenbaren Wärmesenken wie Gärrest- und Holz Trocknungen, kann die notwendige Mindestwärmenutzung bereits heute von vielen Anlagen erreicht werden.

Biogasanlagen, die mindestens 80 Masseprozent Gülle im Kalenderjahr als Substrat einsetzen, haben in den Wintermonaten einen hohen Eigenwärmebedarf zur Fermenterbeheizung. Somit können diese Anlagen in den Wintermonaten keine Wärme auskoppeln. Für diese Anlagen besteht daher keine KWK-Verpflichtung.

6.10.3 Substrat- und Brennstoffeinsatz

Bis zur Einführung des Ausschreibungsmodells für Biomasse-Anlagen soll geprüft werden, ob Beschränkungen für den Substrat- und Brennstoffeinsatz eingeführt werden.

Gegenüber dem EEG 2012 mit zusätzlichen Vergütungen für bestimmte Einsatzstoffvergütungsklassen und einem Maisdeckel von 60 % für Biogasanlagen, enthält das EEG 2014 keine Beschränkungen hinsichtlich des Substrat- und Brennstoffeinsatzes.

Im Ausschreibungsverfahren sollte es möglich sein, Anforderungen an den Substrat- und Brennstoffeinsatz hinsichtlich der Zusammensetzung zu definieren. Durch Vorgaben zur Zusammensetzung können ggf. Naturschutz- und Umweltziele außerhalb des EEG unterstützt werden. Welche Substrate und Brennstoffe gefordert oder in ihrer Menge begrenzt (bspw. Mais zur Biogasproduktion) werden sollen, sollte durch Diskussionen mit wissenschaftlichen Einrichtungen, Ministerien, Behörden und Verbänden geklärt werden.

7 Ausnahmeregelungen

7.1 De-minimis Regelung

Für Anlagen mit einer Bemessungsleistung bis 150 kW_{el} wird die De-minimis Regelung in Anspruch genommen. Dies gilt für Neu- und Bestandsanlagen, die in eine neue Förderperiode wechseln. Diese Anlagen müssen nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Für diese Anlagen steht innerhalb des jährlichen Ausbaupfades ein Ausbaukorridor von 10 MW_{el} Bemessungsleistung zur Verfügung. Die Vergütungshöhe für De-minimis-Anlagen wird jährlich durch das letzte in der Ausschreibung bezuschlagte Gebot festgelegt. Diese Vergütungshöhe gilt bis zur nächsten Ausschreibungsrunde. Die Vergütungsdauer beträgt in Anlehnung an das eigentliche Ausschreibungsverfahren 10 Jahre für Bestands- und 20 Jahre für Neuanlagen.

Anlagen, die diese Regelung in Anspruch nehmen wollen, müssen sich verbindlich im Anlagenregister der Bundesnetzagentur registrieren. Bei der Registrierung wird eine Sicherheit von 50 EUR/kW_{el} Bemessungsleistung hinterlegt. Es gilt das Windhundverfahren. Sind die 10 MW_{el} Bemessungsleistung ausgeschöpft, ist ein weiterer Neubau oder Wechsel von Bestandsanlagen im jeweiligen Jahr nicht mehr möglich. Die Anlagen haben nach Zuschlagserteilung eine Frist von 24 Monaten bis zur Inbetriebnahme respektive Weiterbetrieb unter den Voraussetzungen des EEG 2016. Erfolgt die Inbetriebnahme oder der Weiterbetrieb entsprechend der Fördervoraussetzungen, wird die hinterlegte Sicherheit zurückgezahlt. Erfolgt die Inbetriebnahme oder der Weiterbetrieb nicht nach 24 Monaten, erhält die Anlage auf Antrag weitere 12 Monate zur Umsetzung. In diesem Fall wird die Hälfte der Sicherheit einbehalten. Wird die Anlage nach 36 Monaten in Betrieb genommen oder entsprechend der Fördervoraussetzungen weiterbetrieben, besteht kein Förderanspruch mehr und die Sicherheit wird in voller Höhe einbehalten.

Güllekleinanlagen erhalten weiterhin eine Festvergütung. Der anzulegende Wert beträgt 23,73 Cent pro Kilowattstunde. Der anzulegende Wert verringert sich ab 2016 jeweils zum 1. Januar um 1 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Voraussetzungen für Güllekleinanlagen sind:

- Der Strom wird am Standort der Biogaserzeugungsanlage erzeugt,
- die Bemessungsleistung am Standort der Biogaserzeugungsanlage beträgt insgesamt höchstens 75 Kilowatt und
- zur Erzeugung des Biogases in dem jeweiligen Kalenderjahr wird durchschnittlich ein Anteil von Gülle, mit Ausnahme von Geflügelmist und Geflügeltrockenkot, von mindestens 80 Masseprozent eingesetzt.

Für Anlagen, die die De-minimis Regelung in Anspruch nehmen, wird keine verpflichtende Flexibilisierung bzw. keine maximale vergütungsfähige Strommenge vorgeschrieben.

7.2 Sonderregelung Altholz

Anlagen zur Verstromung aus Altholz können sich für eine Anschlussförderung an den Ausschreibungen beteiligen, wenn sie Altholz der Kategorie AI und AII einsetzen. Anlagen, die Altholz der Kategorie AIII und AIV einsetzen, sind nicht förderfähig.

Da Altholz der Kategorie AIII und AVI nicht stofflich genutzt und nicht deponiert werden darf, ist die Notwendigkeit einer thermische Entsorgung/Verwertung weiterhin gegeben. Es wird erwartet, dass sich durch den Entsorgungszwang, bei fehlenden Alternativen zur Entsorgung, ein Entsorgungspreis einstellen wird, der einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen zulässt.

7.3 Sonderregelung Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie

Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie setzen Schwarzlauge oder Dicklauge aus der Zellstoffproduktion zur Strom- und Wärmeproduktion ein. Die Laugen sind beim Herstellungsprozess anfallende Produkte. Der daraus erzeugte Strom und Wärme werden im Produktionsprozess der Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie selbst verbraucht und die Überschüsse eingespeist. Derzeit werden in dem Bereich ca. 123 MW_{el} Bemessungsleistung nach dem EEG vergütet. Im Falle einer nicht gegebenen Anschlussförderung für Strom aus diesen Anlagen, wird erwartet, dass die energetische Verwertung der Schwarz- und Dicklauge unverändert bleiben wird, da Eigenstrom- und Wärmebedarfe fortbestehen. Eine Anschlussförderung ist daher nicht notwendig und wird nicht empfohlen.

7.4 Sonderregelung Bioabfallvergärungsanlagen

Für neue Bioabfallvergärungsanlagen mit einer elektrischen Leistung bis 1 MW werden die Regelungen des EEG 2014 § 45 angewendet.

(1) Für Strom aus Anlagen, in denen Biogas eingesetzt wird, das durch anaerobe Vergärung von Biomasse im Sinne der Biomasseverordnung mit einem Anteil von getrennt erfassten Bioabfällen im Sinne der Abfallschlüssel Nummer 20 02 01, 20 03 01 und 20 03 02 der Nummer 1 des Anhangs 1 der Bioabfallverordnung in dem jeweiligen Kalenderjahr von durchschnittlich mindestens 90 Masseprozent gewonnen worden ist, beträgt der anzulegende Wert

1. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 500 Kilowatt 15,26 Cent pro Kilowattstunde und

2. bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 1 Megawatt 13,38 Cent pro Kilowattstunde.

(2) Der Anspruch auf finanzielle Förderung besteht nur, wenn die Einrichtungen zur anaeroben Vergärung der Bioabfälle unmittelbar mit einer Einrichtung zur Nachrotte der festen Gärrückstände verbunden sind und die nachgerotteten Gärrückstände stofflich verwertet werden (Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014) (idF. v. 2014)).

Bioabfallvergärungsanlagen, die eine Förderung im Rahmen des EEG in Anspruch nehmen wollen, müssen diese im Ausschreibungsverfahren erwerben, wenn:

- diese eine elektrische Anlagenleistung größer 1 MW aufweisen und
- anteilig Bioabfälle einsetzen und 90 Masseprozent der oben genannten Abfallschlüssel im jeweiligen Kalenderjahr nicht erreichen.

8 Folgenabschätzung

Mögliche Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden beim alternierenden Ausschreibungsmodell

Nachfolgend werden mögliche Ergebnisse der Ausschreibungsrunden der Jahre von 2017 bis 2020 des alternierenden Ausschreibungsmodells skizziert, die auf folgenden Annahmen beruhen:

- Ausschreibungsmenge 90 MW (100 – 10 MW für Güllekleinanlagen)
- **2017 feste Biomasse:** 90 MW_{el} werden ausgeschrieben und bestehende Altholzkraftwerke erhalten die Zuschläge. Es nehmen an den Ausschreibungsrunden ausschließlich Altholzkraftwerke mit den IBN-Jahren 2000 bis 2002 teil, da Anlagen mit einer Vergütungsrestlaufzeit von mehr als fünf Jahren auch an der nächsten Ausschreibungsrunde teilnehmen können. Bei Berücksichtigung der Durchschnittsvergütung (Direktvermarktung) dieser Anlagen und der individuellen Gebotsobergrenze, ergibt sich eine durchschnittliche Gebotshöhe von 6,22 ct/kWh (gleitende Marktprämie, zzgl. Börsenstrompreis).
- **2018 gasförmige Biomasse:** 90 MW_{el} werden ausgeschrieben und bestehende Biogasanlagen erhalten die Zuschläge. An den Ausschreibungsrunden nehmen ausschließlich Biogasanlagen mit den IBN-Jahren 2001 bis 2003 teil, da Anlagen mit einer Vergütungsrestlaufzeit von mehr als fünf Jahren auch an der nächsten Ausschreibungsrunde teilnehmen können. Bei Berücksichtigung der Durchschnittsvergütung (Direktvermarktung) dieser Anlagen und der individuellen Gebotsobergrenze, ergibt sich eine durchschnittliche Gebotshöhe von 17,17 ct/kWh (gleitende Marktprämie, zzgl. Börsenstrompreis).
- **2019 feste Biomasse:** 90 MW_{el} werden ausgeschrieben und bestehende Altholzkraftwerke erhalten die Zuschläge. Es nehmen an den Ausschreibungsrunden ausschließlich Anlagen mit den IBN-Jahren 2001 bis 2004 teil, da Anlagen mit einer Vergütungsrestlaufzeit von mehr als fünf Jahren auch an der nächsten Ausschreibungsrunde teilnehmen können. Bei Berücksichtigung der Durchschnittsvergütung (Direktvermarktung) dieser Anlagen und der individuellen Gebotsobergrenze, ergibt sich eine durchschnittliche Gebotshöhe von 6,15 ct/kWh (gleitende Marktprämie, zzgl. Börsenstrompreis).
- **2020 gasförmige Biomasse:** 90 MW_{el} werden ausgeschrieben und bestehende Biogasanlagen erhalten die Zuschläge. Es nehmen an den Ausschreibungsrunden ausschließlich Biogasanlagen mit den IBN-Jahren 2002 bis 2005 teil, da Anlagen mit einer Vergütungsrestlaufzeit von mehr als fünf Jahren auch an der nächsten Ausschreibungsrunde teilnehmen können. Bei Berücksichtigung der Durchschnittsvergütung (Direktvermarktung) dieser Anlagen und der individuellen Gebotsobergrenze, ergibt sich eine durchschnittliche Gebotshöhe von 18,39 ct/kWh (gleitende Marktprämie, zzgl. Börsenstrompreis).

Bei einer **Ausschreibungsmenge von 200 MW Bemessungsleistung** werden zwei Ausscheidungsrunden pro Jahr möglich sein, sodass gasförmige Biomasse erstmals schon 2017 teilnimmt. Im Jahr 2018 ist dann neben der gasförmigen Biomasse eine Runde für feste Biomasse möglich.

Die dargestellten Gebotshöhen stellen Durchschnittswerte dar. Da die anlagenindividuellen Gebotshöhen nicht bekannt sind, entstehen signifikante Unsicherheiten.

8.1 Entwicklung der installierten Leistung

In Abbildung 8-1 ist die Entwicklung der installierten elektrischen Leistung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ohne Anschlussförderung und Zubau dargestellt. Die Anlagen werden nach Biogas-Vor-Ort-Verstromungs-Anlagen, Biomethan-BHKW, Anlagen zur Verstromung fester Biomasse, mit Unterscheidung nach Altholz und Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie und Pflanzenöl-BHKW gruppiert.

Der Anlagenbestand beläuft sich im Jahr 2014 auf ca. 6.500 MW_{el} installierte Leistung. Angenommen wird, dass ab 2021 die Außerbetriebnahmen der ersten Anlagen nach Ende der Förderdauer des EEG beginnen. Bis zum Jahr 2035 entwickelt sich der Anlagenbestand stark rückläufig und ist bis 2035 weitestgehend rückgebaut

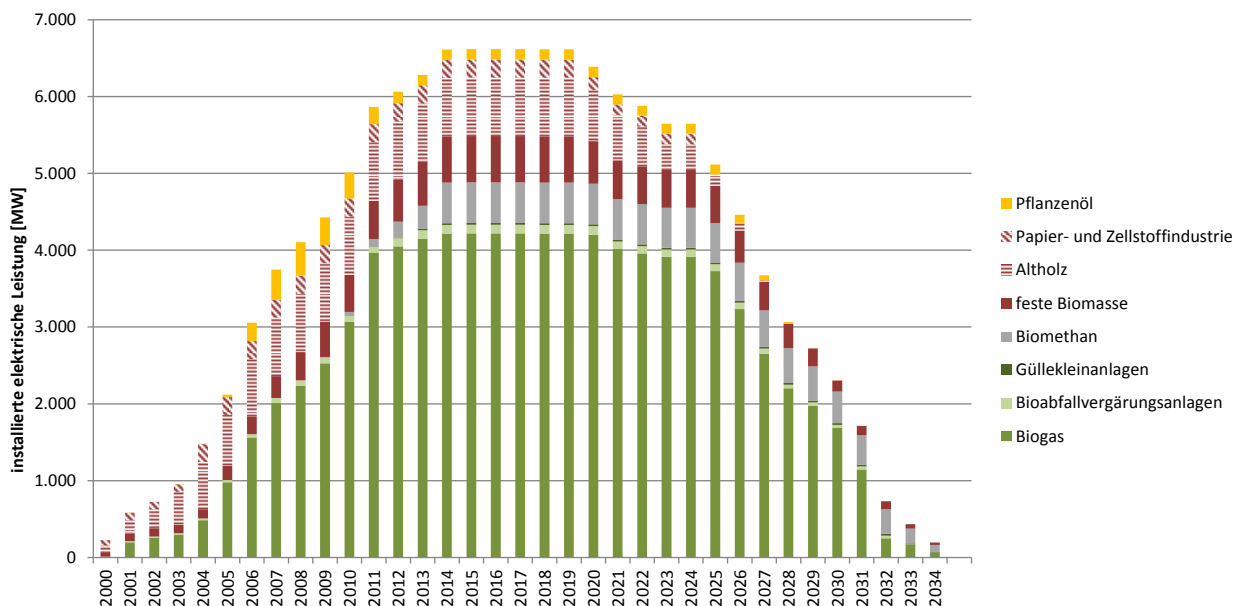


Abbildung 8-1 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung nach Biomasseart, ohne Zubau und ohne Anschlussförderung

Bei einer Förderung für Neuanlagen und Anschlussförderung für Bestandsanlagen ergibt sich das in Abbildung 8-2 dargestellte Szenario. Bei jährlicher Ausschöpfung des Ausbaupfades von 100 MW_{el} installierter Leistung und einer Förderdauer von 20 Jahren, pendelt sich der Anlagenbestand ab 2035 bei 2.000 MW_{el} Leistung ein.

Verringert sich die Förderdauer auf 10 Jahre, wird bei der vollen Ausschöpfung des 100 MW_{el} Ausbaupfades ab dem Jahr 2035 eine installierte elektrische Leistung von nur noch 1.000 MW erreicht. Somit ist die Länge der Förderdauer einer der limitierenden Faktoren für die zukünftige Größe des Anlagenbestandes und ist maßgeblich entscheidend für die Höhe der Stromproduktion aus Biomasse.

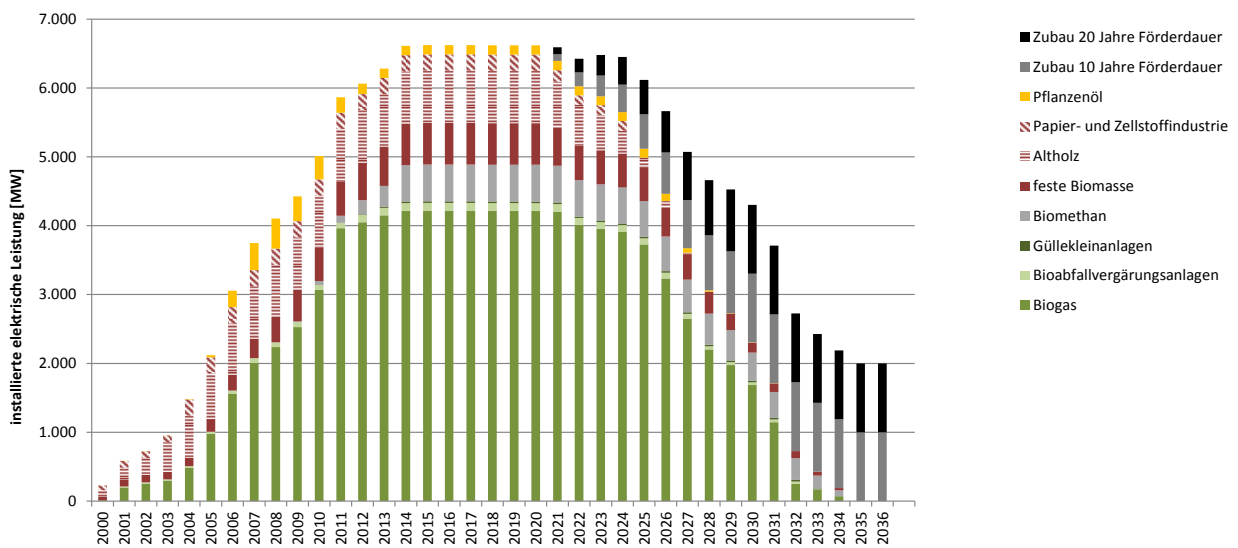


Abbildung 8-2 Entwicklung der installierte elektrischen Leistung nach Biomasseart, mit Ausbau und Anschlussförderung

Eine Umstellung des Ausbaupfades von der installierten Leistung auf Bemessungsleistung bedeutet, dass die erzeugte Strommenge nur auf knapp unterhalb von 50 % des derzeitigen Niveaus reduziert wird. Zum weitgehenden Erhalt der derzeitigen Strom- und Wärmeerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG wäre daher ein jährlicher Ausbaupfad von 200 MW_{el} Bemessungsleistung notwendig. Dann würde sich, bei 10 jähriger Förderdauer ein Anlagenpark von maximal 4000 MW_{el} installierter Leistung und 2000 MW_{el} Bemessungsleistung einstellen (siehe Abbildung 8-3).

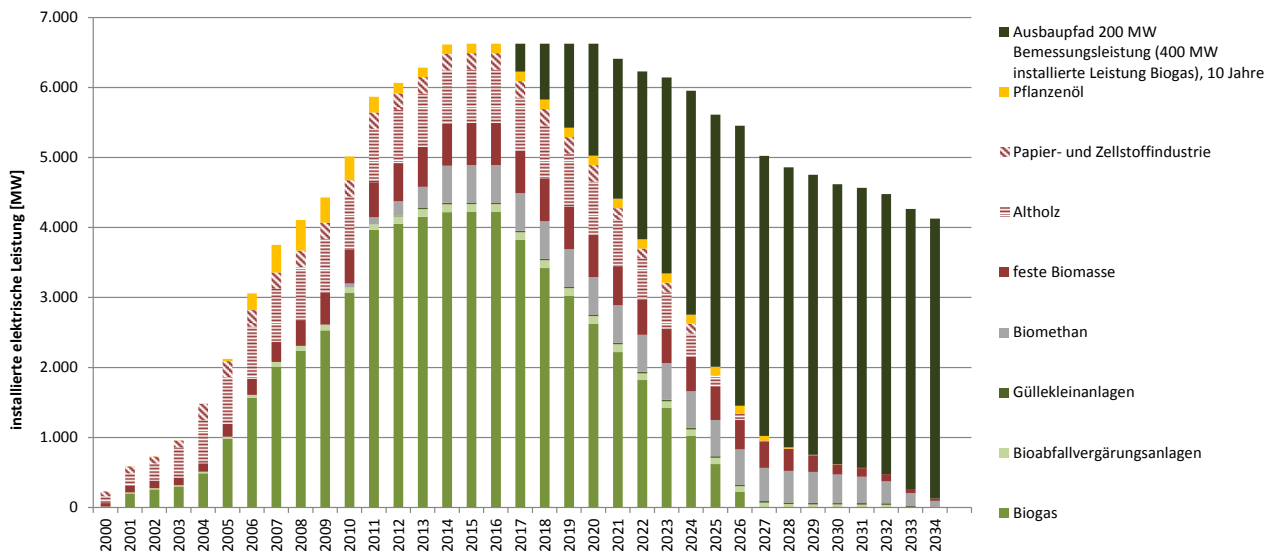


Abbildung 8-3 Entwicklung der installierten Leistung nach Biomasseart, mit Ausschreibungsvolumen von 200 MW_{el} Bemessungsleistung und einer 10-jährigen Vergütungsdauer.

8.2 Hochrechnung der Kosten des Ausschreibungsdesigns für das EEG-Umlagekonto

Die EEG-Umlage ist momentan Gegenstand öffentlicher Diskussionen, obwohl die EEG-Umlage nur eingeschränkt als Indikator für die Kosten der Energiewende herangezogen werden können. Für das Jahr 2016 ist eine geringfügige Erhöhung der EEG-Umlage angekündigt worden; diese steigt von derzeit 6,17 auf 6,35 ct/kWh im Jahr 2016. Aufgrund dieser Diskussionen werden umfangreiche Anstrengungen durchgeführt, um die Höhe der EEG-Umlage zu begrenzen.

Um die Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse für das EEG-Konto bis 2020 zu ermitteln, werden drei Szenarien gerechnet (jeweils Bemessungsleistung):

- A** 90 MW_{el}; Vergütungshöhe des EEG 2014. Herangezogen wird die Vergütung bis einschließlich einer Bemessungsleistung von 150 kW_{el} in Höhe von 13,66 ct/kWh.
- B** Vergütungshöhen der erwarteten Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunden beim alternierenden Ausschreibungsmodell:
- 2017: 90 MW_{el} Altholz mit IBN von 2000 bis 2002; Durchschnittsvergütung in der Direktvermarktung: 6,22 ct/kWh
- 2018: 90 MW_{el} Biogas mit IBN von 2000 bis 2003; Durchschnittsvergütung in der Direktvermarktung: 17,17 ct/kWh
- 2019: 90 MW_{el} Altholz mit IBN von 2001 bis 2004; Durchschnittsvergütung in der Direktvermarktung: 6,15 ct/kWh
- 2020: 90 MW_{el} Biogas mit IBN von 2002 bis 2005; Durchschnittsvergütung in der Direktvermarktung: 18,39 ct/kWh
- C** Die durchschnittliche Vergütungshöhe des EEG 2012 für Neuanlagen:
- 2017/2019: 90 MW_{el} feste Biomasse mit Durchschnittsvergütung von Anlagen mit fester Biomasse ohne Altholzkraftwerke sowie Kraftwerke der Papier- und Zellstoffindustrie mit IBN 2012 und 2013: 14,79 ct/kWh
- 2018/2020: 90 MW_{el} Biogas mit Durchschnittsvergütung der IBN-Jahre 2012/2013: 17,22 ct/kWh

Methodik

Für die Berechnungen werden die Daten der Übertragungsnetzbetreiber zur Ermittlung der EEG-Umlage zu Grunde gelegt (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015). Für die Berechnung der EEG-Umlage werden folgende vereinfachte Formeln angewendet:

$\text{EEG-Umlagebetrag [EUR]} = \text{prognostizierte Kosten} + \text{prognostizierte Erlöse} + \text{Liquiditätsreserve} + \text{Verrechnung Kontostand 30.09. des Vorjahres (Umlagekonto)}$
--

$$\text{EEG-Umlage [EUR/MWh]} = \frac{\text{Umlagebetrag [EUR]}}{\text{für EEG-Umlage anzulegender Letztverbrauch [MWh]}}$$

Die prognostizierten Kosten bestehen zu über 99 % aus den Auszahlungen an die Anlagenbetreiber der EEG-Anlagen. Für das Jahr 2016 werden die prognostizierten Kosten auf 24.830.795.919,93 EUR geschätzt; die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber betragen demnach 24.691.712.842,79 EUR. Die Kosten für Strom aus Biomasse werden mit 6.351.072.316 EUR im Jahr 2016 angegeben (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015). Der Anteil der Biomasse an den Auszahlungen an die Anlagenbetreiber beträgt rund 26 %.

Die prognostizierten Erlöse setzen sich 2016 zu rund 86 % aus Einnahmen der Vermarktung an der Strombörse der EPEX Spot SE zusammen. Diese fließen bei Anlagen in der Festvergütung bei den Berechnungen zur EEG-Umlage wieder mit ein, da zwar die vollständige Vergütung vom Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) an den Anlagenbetreiber gezahlt wird, aber der Strom von dem ÜNB an der Strombörse vermarktet wird. Durch die Vermarktung des ÜNB generiert dieser wiederum Erlöse, die von den Kosten des EEG-Umlagekontos abgezogen werden müssen.

Die Liquiditätsreserve in Höhe von 10 % wird angesetzt, um auftretende Prognoserisiken für die ÜNB zu verhindern und beeinflusst somit direkt das EEG-Umlagekonto. Weiterhin findet der aktuelle Kontostand jeweils zum 30. September des Jahres vor der Berechnung der EEG-Umlage des Folgejahres Berücksichtigung in den Berechnungen. Genauere Details zur Berechnung der EEG-Umlage können der Veröffentlichung (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015) entnommen werden.

Für die Berechnung der zukünftigen Kosten für das EEG-Umlagekonto durch Biomasse-Anlagen wird ein Übertritt von Bestandsanlagen von 100 MW_{el} Bemessungsleistung pro Jahr für die Jahre 2017 bis 2020 berücksichtigt, die sich nach folgendem Schlüssel aufteilen:

2017	feste Biomasse	90 MW _{el} Altanlagen + 10 MW _{el} Güllekleinanlagen
2018	gasförmige Biomasse	90 MW _{el} Altanlagen + 10 MW _{el} Güllekleinanlagen
2019	feste Biomasse	90 MW _{el} Altanlagen + 10 MW _{el} Güllekleinanlagen
2020	gasförmige Biomasse	90 MW _{el} Altanlagen + 10 MW _{el} Güllekleinanlagen

Neuanlagen werden in den Ausschreibungen nicht mitberücksichtigt, da davon auszugehen ist, dass Altanlagen mit guten Substrat-/Brennstoff- und/oder Wärmenutzungskonzepten einen Kostenvorteil gegenüber Neuanlagen aufweisen, die größere Probleme bei der Erschließung günstiger Substrate/Brennstoffe haben werden. Um die Kostenwirkung bei den Kleinanlagen nicht zu unterschätzen, wird der Deckel von 10 MW_{el} Bemessungsleistung an Kleinanlagen vollständig durch Neubau-Güllekleinanlagen abgedeckt, die derzeit eine Vergütung in Höhe von 23,73 ct/kWh erhalten. Ab 2016 soll dann eine jährliche Degression von einem Prozent jeweils zum 01. Januar erfolgen. Die in der Bemessungsleistung berücksichtigten Volllaststunden werden anschließend mit den in den drei Szenarien angegebenen Vergütungen multipliziert, wodurch sich die prognostizierten Kosten für das EEG-Umlagekonto (Auszahlungen an die Biomasse-Anlagenbetreiber) ergeben. Die relativen Vergütungszahlungen der einzelnen Szenarien können Tabelle 8-1 entnommen werden.

Aufgrund der verpflichtenden Direktvermarktung ab 100 kW_{el} befinden sich in den Berechnungen alle Altanlagen, die in der Ausschreibung einen Zuschlag erhalten, in der Direktvermarktung. Bei der Direktvermarktung fließen nur die Kosten der gleitenden Marktprämie in die Auszahlungen an die Anlagenbetreiber mit ein. Die erzielten Börsenstromerlöse (31,26 EUR/MWh in 2016) gehören zu den Einnahmen aus der Vermarktung. Da die zukünftigen Börsenstrompreise nur sehr schwierig abzuschätzen sind, wird der prognostizierte Börsenstrompreis von 2016 auch auf die Jahre 2017 bis 2020 übertragen. Die Güllekleinanlagen erhalten eine Festvergütung, womit die gesamte Vergütungshöhe bei den Auszahlungen an die Anlagenbetreiber berücksichtigt werden muss. Vermiedene Netzentgelte, die die Vergütungszahlungen der ÜNB verringern, werden bei den zukünftigen zusätzlichen Vergütungszahlungen ab dem Jahr 2017 nicht berücksichtigt. Für Biomasse-Anlagen lagen die durchschnittlichen vermiedenen Netzentgelte bis zum Jahr 2015 bei 0,8 ct/kWh_{el} (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015).

Tabelle 8-1 Relative Vergütungszahlungen für die Jahre 2017 bis 2020 der Szenarien A, B und C zur Berechnung der Auszahlungen an die Anlagenbetreiber für das EEG-Umlagekonto (ohne vermiedene Netzentgelte)

Jahr	Vergütung Güllekleinanlagen [ct/kWh]	Ø Zuschlag Altanlagen Szenario A [ct/kWh]	Ø Zuschlag Altanlagen Szenario B [ct/kWh]	Ø Zuschlag Altanlagen Szenario C [ct/kWh]
2017	23,49	13,66	6,22	14,79
2018	23,26	13,66	17,17	17,22
2019	23,03	13,66	6,15	14,79
2020	22,79	13,66	18,39	17,22

Ergebnisse – absolute Auszahlungen

Die Auszahlungen an die Betreiber von Biomasse-Anlagen unter der Berücksichtigung der drei Szenarien sind in Tabelle 8-2 dargestellt. Bis zum Jahr 2020 werden nach den genannten Rahmenbedingungen die Auszahlungen an die Betreiber von Biomasse-Anlagen von 6.351.072.316 EUR im Jahr 2016 auf 6.799.090.252 bis 6.925.943.812 EUR steigen. Das EEG-Umlagekonto wird beim Szenario B dem alternierenden Ausschreibungsmodell am wenigsten belastet, da in den Jahren 2017 und 2019 ausschließlich Altholzwerkwerke mit einer sehr geringen Vergütung von rund 6 ct/kWh (zzgl. Börsenstrompreis) zum Zug kommen werden. Daher liegen die durchschnittlichen Zahlungen an die Anlagenbetreiber unterhalb des Szenarios mit der Vergütungshöhe bis 150 kW_{el} des EEG 2014. Das Szenario mit den höchsten Auszahlungen an die Betreiber von Biomasse-Anlagen stellt das Szenario C mit der Vergütung des EEG 2012 dar.

Tabelle 8-2 Auszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Betreiber von Biomasse-Anlagen ohne Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte ab 2017. Eigene Berechnungen nach (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015).

Jahr	Szenario A [EUR]	Szenario B [EUR]	Szenario C [EUR]
2017	6.476.606.620	6.417.949.660	6.485.515.540
2018	6.601.939.444	6.570.955.324	6.638.915.404
2019	6.727.070.788	6.636.877.828	6.772.955.668
2020	6.851.991.892	6.799.090.252	6.925.943.812

Ergebnisse – EEG-Umlage

Aufbauend auf den in Tabelle 8-2 dargestellten Auszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Betreiber von Biomasse-Anlagen, lassen sich mit stark vereinfachten Annahmen mögliche Entwicklungen der EEG-Umlage ableiten (Tabelle 8-3). Dabei wird davon ausgegangen, dass sich ausschließlich bei Berechnung der EEG-Umlage 2017 bis 2020 der Auszahlungsbetrag für Biomasse verändert. Die verbleibenden Berechnungsparameter wie Auszahlungen an andere EE-Erzeugungstechnologien, ein sich verändernder Letztverbrauch oder schwankende Börsenstrompreise bleiben unberücksichtigt. Daher stellen die nachfolgenden Zahlen lediglich eine mögliche Größenordnung dar.

Im kostenintensivsten Szenario C stiege die EEG-Umlage unter den getroffenen Vereinfachungen auf 6,530 ct/kWh_{el} im Jahr 2020. Dies entspricht einem Anstieg von 0,176 ct/kWh_{el} bei einer EEG-Umlage von 6,354 ct/kWh_{el} gegenüber dem Jahr 2016.

Tabelle 8-3 Szenarien bedingte Entwicklung der EEG-Umlage durch ausschließliche Auszahlungen an Betreiber von Biomasse-Anlagen für drei Szenarien. Eigene Berechnungen nach (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015).

Jahr	Szenario A [ct/kWh _{el}]	Szenario B [ct/kWh _{el}]	Szenario C [ct/kWh _{el}]
2017	6,393	6,375	6,395
2018	6,431	6,422	6,442
2019	6,469	6,442	6,483
2020	6,507	6,491	6,530

9 Gesamtbewertung und Handlungsempfehlungen

Die Vergütungsdauer, die über die Ausschreibung von Neu- und Bestandsanlagen erworben werden kann, ist neben der Höhe des Ausschreibungsvolumen ein wesentlicher Faktor für die Entwicklung des Anlagenbestandes. Liegt die Vergütungsdauer bei 10 Jahren und das Ausschreibungsvolumen bei 100 MW_{el} installierter Leistung, erreicht der Anlagenbestand eine maximale Höhe von 1.000 MW_{el} installierter Leistung. Bei einer 20-jährigen Vergütungsdauer und gleichem Ausschreibungsvolumen erreicht der Anlagenbestand eine maximale Höhe von 2.000 MW_{el} installierter Leistung. Wird bei einer Vergütungsdauer von 10 Jahren und einem Ausschreibungsvolumen von 200 MW_{el} Bemessungsleistung ausgegangen, stellt sich bei jährlicher Ausschöpfung des Ausschreibungsvolumens und maximaler doppelter Überbauung ein Anlagenpark von 4000 MW_{el} ein.

Um die erreichten Kapazitäten der Biomasseverstromung des Bestandes über das Jahr 2030 hinaus zu halten und um die Erreichung der EE-Wärmeziele zu berücksichtigen, sollte der jährliche Ausbaukorridor dauerhaft auf 200 MW_{el} erhöht werden.

9.1 Strombereitstellung aus Biomasse

Die Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG betrug im Jahr 2014 38,37 TWh und im Jahr 2015 voraussichtlich 39,13 TWh. Wird der, im EEG 2014 festgelegte Ausbaupfad von 100 MW_{el} nicht erfüllt, verringert sich die Strommenge aus Biomasse in den folgenden Jahren entsprechend. Wird der Ausbaupfad von 100 MW_{el} Bemessungsleistung jedes Jahr ausgeschöpft, erhöht sich die Stromerzeugung aus Biomasse bis zum Jahr 2022 auf ca. 43,14 TWh. Danach sinkt die Strommenge und würde sich ab 2037 auf einem Niveau von ca. TWh einstellen. Wird bei dem Ausbaupfad statt auf Bemessungsleistung auf installierte Leistung abgestellt, verringert sich die Stromerzeugung in Abhängigkeit von der geforderten Überbauung zur Flexibilisierung.

9.2 Wärmebereitstellung aus Biomasse

9.2.1 EE-Wärmeziele

Der Koalitionsvertrag aus dem Jahr 2013 der aktuellen Bundesregierung bestätigt die ehrgeizigen Klimaschutzziele Deutschlands, die Reduktionen von Treibhausgasemissionen¹⁵ in Höhe von 80 bis 95 % bis zum Jahr 2050 gegenüber dem Referenzjahr 1990 vorsehen (BUNDESREGIERUNG, 2013). Da die Grenzermeidungskosten im Energiesystem im Vergleich zur Landwirtschaft geringer sind, ist eine weitest gehende Dekarbonisierung des gesamten Energiesystems mit den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr unabdingbar.

¹⁵ Treibhausgas(e) werden nachfolgend als THG abgekürzt.

Aufbauend auf den Szenarien der *Leitstudie 2012* (NITSCH u. a., 2012) wurde von (NITSCH, J., 2014) eines an die aktuellen energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen *Szenario 100 (2014)* im Jahr 2014 abgeleitet. Dieses Szenario unterstellt einen zügigen Ausbau Erneuerbaren Energien mit verbundenen Effizienzsteigerungen, wodurch eine THG-Emissionsreduktion von 95 % bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts erreicht werden soll. Für den Wärmesektor bedeutet dies eine Verminderung des Endenergieverbrauchs von 1.345 TWh_{th}/a im Jahr 2013 auf 571 TWh_{th}/a im Jahr 2050. Gleichzeitig ist eine stetige Steigerung des Anteils aus Erneuerbaren Energien im Wärmesektor notwendig. Wie aus Abbildung 9-1 hervorgeht, wird Biomasse bis zum Jahr 2050 mit einer Summe von 148 TWh_{th}/a fast 50 % der Endenergie im Wärmesektor bereitstellen. Davon entfallen nach dem Szenario 100 80 TWh_{th}/a im genannten Jahr auf Wärme, die durch Biomasse im Nahwärmebereich erzeugt wird. Die verbleibenden 68 TWh_{th} werden durch Biomasse-Einzelheizungen (Kleinf Feuerungsanlagen) bereitgestellt.

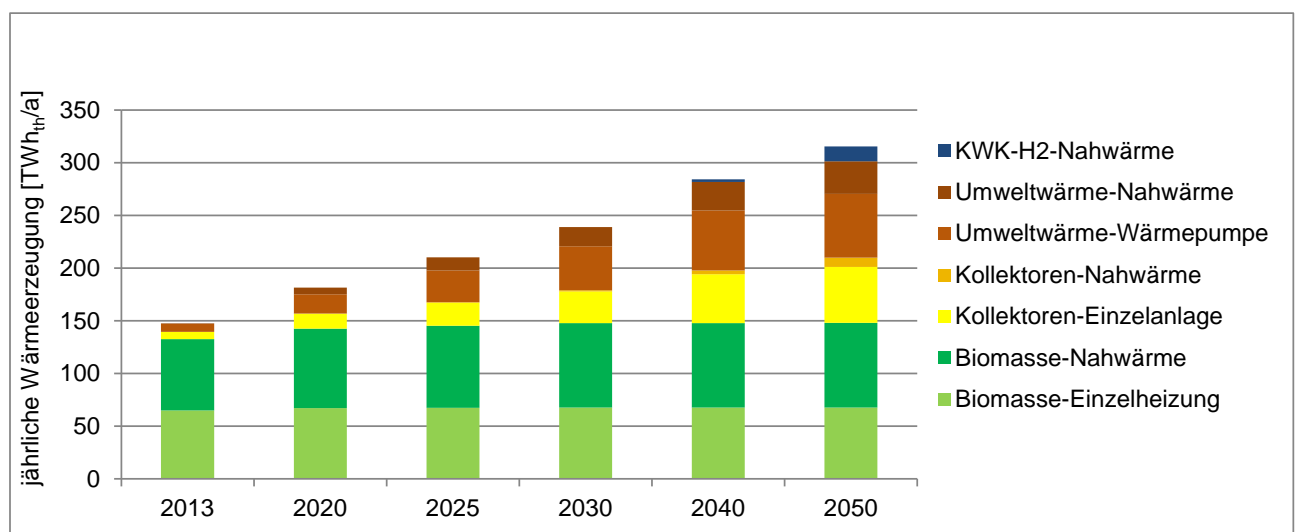


Abbildung 9-1 Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien im Szenario 100 nach Erzeugungstechnologien und Nahwärme bzw. Einzelanlage aufgeteilt (verändert nach (NITSCH, J., 2014))

Ausgehend von den Wärmedaten aus dem Jahr 2013 entfällt nach (BMWi, 2014) die Nahwärme aus Biomasse auf nachfolgende Bereiche/Technologien (Tabelle 9-1):

Tabelle 9-1 Aufteilung der Wärmeerzeugung aus Biomasse für den Nahwärmebereich nach Technologien für das Jahr 2013 ((BMWI, 2014))

Bereich/Technologie	[TWh _{th} /a]
biogene Festbrennstoffe (Industrie)	20,1
biogene Festbrennstoffe (Heizwerke/Holzheizkraftwerke)	7,5
biogene flüssige Brennstoffe	2,1
Biogas	11,5
Klärgas	1,6
Deponiegas	0,1
biogener Anteil des Abfalls	9,8
SUMME	52,6

Somit werden die im Szenario 100 beschriebenen Wärmeausbauziele im Nahwärmebereich mit 52,6 anstatt von 68 TWh_{th}/a aktuell im Jahr 2013 nicht erreicht. Um die Nahwärmekapazitäten aus Biomasse –wie im genannten Szenario beschrieben– zumindest annähernd zu erreichen, sind die 21,1 TWh_{th}/a aus biogenen Festbrennstoffen, biogenen flüssigen Brennstoffen und Biogas mindestens konstant zu halten. Wird die Ausbaudynamik im Bereich der Umweltwärme und Kollektoren nicht über die in der Leitstudie 2012 angeführten Maßnahmen verstärkt, wäre die Wärmeerzeugung im Biomasse weiter auszubauen, um die Zielgrößen in den nächsten Jahren zu erreichen. Dieser Sachverhalt resultiert aus dem bisherigen Fehlbetrag im Bereich der Nahwärme von Biomasse in Höhe von 17,4 TWh_{th}/a im Jahr 2013.

Wird eine Zielgröße von 20 TWh_{th}/a (gerundet Wert von 21,1 TWh_{th}/a) aus fester und gasförmiger Biomasse im Nahwärmebereich definiert, lässt sich über die Stromkennzahl¹⁶ der dafür notwendige Anlagenbestand ableiten. Die Stromkennzahl gibt den Quotienten von elektrischem zu thermischem Wirkungsgrad wieder. Dabei wird eine 100 %ige als auch eine 50 %ige Nutzung durch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) berücksichtigt, die ausschließlich fossile Wärme substituiert. Einen KWK-Anteil von 50 % würde bereits eine Verbesserung des Wärmenutzungsgrades bedeuten, da der aktuelle KWK-Anteil bei gasförmiger ca. 40 % und bei fester Biomasse ca. 20 % beträgt. Nicht jedwede Form der Wärmenutzung, die in der Positivliste des EEG festgelegt ist, substituiert fossile Wärme (bspw. die Trocknung von Holz oder Gärresten). Bei einer 50 %igen KWK-Nutzung, die ausschließlich fossile Wärme substituiert, würde dies zu spürbaren Effizienzsteigerungen hinsichtlich der Wärmenutzung im Anlagenbestand führen.

Nachfolgend werden die Ergebnisse des notwendigen Anlagenbestandes bei Berücksichtigung verschiedener Wärmeverhältnisse (Anteil Wärme aus gasförmiger zu fester Biomasse) dargestellt:

Ergebnisse Anlagenbestand (als Bemessungsleistung)

Da Biomasse-Anlagen aus mehreren Gründen keine Volllaststundenzahl von 8.760 erzielen, lässt sich ausgehend von den durchschnittlichen Volllaststundenzahlen¹⁷ die Bemessungsleistung, die den Quotienten aus erzeugter Strommenge und Anzahl der Stunden des jeweiligen Kalenderjahres darstellt, berechnen. Abgeleitet von den jeweilig angeführten Stromkennzahlen ergibt sich in Tabelle 9-2 der notwendige Anlagenbestand bei einer 50 und 100 %igen KWK-Nutzung.

Tabelle 9-2: Notwendige Bemessungsleistung des Anlagenbestand bei unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger zu fester Biomasse. Ausgehend von einer 50 %igen (nicht kursiv) und 100 %igen (kursiv) KWK-Nutzung (eigene Berechnungen)

Wärmeverhältnis (gasförmige zu fester Biomasse)	Bemessungsleistung [MW _{el}] gasförmige Biomasse		Bemessungsleistung [MW _{el}] feste Biomasse		Summe der Bemessungsleistung [MW _{el}]	
	50 %	100 %	50 %	100 %	50 %	100 %
KWK-Nutzung						
1:2	1.320	660	1.370	685	2.690	1.345

¹⁶ Für Biogasanlagen beträgt die durchschnittliche Stromkennzahl 0,867 und für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen, 0,45 (ASUE, 2011; KOM, 2012).

¹⁷ Biogasanlagen erzielten im Jahr 2014 eine durchschnittliche Volllaststundenzahl von 7.886 und Anlagen mit Einsatz von fester Biomasse 5.800 (SCHEFTELOWITZ, M. u. a., 2015).

1:1	1.980	990	1.028	514	3.006	1.503
2:1	2.640	1.320	684	342	3.324	1.662

Wie aus Tabelle 9-2 hervorgeht, liegt der notwendige Anlagenbestand bei einer 100 %igen KWK-Nutzung zwischen einer Bemessungsleistung von 1.345 und 1.662 MW_{el} in Abhängigkeit des Wärmeverhältnisses aus gasförmiger zu fester Biomasse. Da die Stromkennzahl von Anlagen mit dem Einsatz von fester Biomasse niedriger liegt, sinkt die notwendige Bemessungsleistung bei einem höheren Wärmeverhältnis zu Gunsten von fester Biomasse.

Ergebnisse Anlagenbestand (als installierte Leistung)

Abweichend von den vorherigen Ergebnissen wird in Tabelle 9-3 der notwendige Anlagenbestand als installierte Leistung bei Berücksichtigung der durchschnittlichen Volllaststunden im Jahr 2013 angegeben.

Tabelle 9-3: Notwendige installierte Leistung des Anlagenbestand bei unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger zu fester Biomasse und durchschnittlichen Volllaststundenzahlen des Jahres 2013. Ausgehend von einer 50 %igen (nicht kursiv) und 100 %igen (kursiv) KWK-Nutzung (eigene Berechnungen)

Wärmeverhältnis (gasförmige zu fester Biomasse)	Installierte Leistung [MW _{el}] gasförmige Biomasse		Installierte Leistung [MW _{el}] feste Biomasse		Summe der installierten Leistung [MW _{el}]	
	50 %	100 %	50 %	100 %	50 %	100 %
1:2	1.466	733	2.068	1.034	3.534	1.767
1:1	2.198	1.099	1.552	776	3.750	1.875
2:1	2.932	1.466	1.034	517	3.966	1.983

In Folge der aktuellen Volllaststundenzahlen liegt die notwendige installierte Leistung der Biomasse-Anlagen zwischen 1.767 und 1.983 MW_{el} bei 100 %iger KWK-Nutzung (Tabelle 9-3). Bei einer Halbierung der KWK-Nutzung steigt der notwendige Anlagenbestand dementsprechend.

Ergebnisse Anlagenbestand (als installierte Leistung) und doppelter Überbauung bei gasförmiger Biomasse

In Anlehnung an das EEG 2014 werden in dem letzten Fall ausschließlich doppelt überbaute Biogasanlagen berücksichtigt. Dadurch wird die Volllaststundenzahl der betreffenden Anlagen auf 50 % der Stunden eines Kalenderjahres begrenzt. Vereinfachend wird in der Berechnung eine Volllaststundenzahl von 4.400 angenommen.

Tabelle 9-4: Notwendige installierte Leistung des Anlagenbestand bei unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger zu fester Biomasse und der durchschnittlichen Volllaststundenzahlen des Jahres 2013 für feste Biomasse. Bei gasförmiger Biomasse wird in Anlehnung an das EEG 2014 eine doppelte Überbauung (4.400 Volllaststunden) berücksichtigt. Ausgehend von einer 50 %igen (nicht kursiv) und 100 %igen (kursiv) KWK-Nutzung (eigene Berechnungen)

Wärmeverhältnis (gasförmige zu fester Biomasse)	Installierte Leistung [MW _{el}] gasförmige Biomasse (doppelte)		Installierte Leistung [MW _{el}] feste Biomasse		Summe der installierten Leistung [MW _{el}]	
---	--	--	---	--	--	--

KWK-Nutzung	Überbauung)					
	50 %	100 %	50 %	100 %	50 %	100 %
1:2	2.628	1.314	2.068	1.034	4.696	2.348
1:1	3.940	1.970	1.552	776	5.492	2.746
2:1	5.254	2.627	1.034	517	6.288	3.144

Eine doppelte Überbauung der Biogasanlagen verringert deren durchschnittliche Volllaststundenzahl deutlich, womit dementsprechend die notwendigen installierten Leistungen der benötigten Anlagen steigen. Diese sind wiederum vom gewählten Wärmeverhältnis von gasförmiger zu fester Biomasse abhängig. Bei 100 %iger KWK-Nutzung ist ein Anlagenbestand zwischen 2.348 und 3.144 MW_{el} erforderlich (Tabelle 9-4).

9.2.2 Gegenüberstellung geplanter und benötigter Ausbaupfad

Bei Gegenüberstellung des geplanten Ausbaupfades von 100 MW für Biomasse-Anlagen bei 20-jähriger Vergütungsdauer (siehe 8.1) und dem benötigten Ausbaupfad (siehe Kapitel 9.2.1), der eine Erreichung der EE-Wärmeziele vorsieht, wird spätestens ab dem Jahr 2030 eine Diskrepanz deutlich. Bei einer Vergütungsdauer von 10 Jahren fallen die benötigten Wärmemengen entsprechend früher weg.

Aus Abbildung 9-2 geht hervor, dass im Jahr 2030 der Anlagenbestand bei einer 50 %igen KWK-Nutzung und der durchschnittlichen Volllaststunden aus dem Jahr 2013 nur noch bedingt ausreichend wäre –in Abhängigkeit des Wärmeverhältnisses aus gasförmiger und fester Biomasse–, um die EE-Wärmeziele zu erfüllen. In den Folgejahren nach 2030 nimmt die Diskrepanz zwischen geplantem und benötigtem Ausbaupfad zu, bis der Anlagenbestand ab dem Jahr 2036 auf ein Niveau von 2.000 MW_{el} installierter Leistung bei 20-jähriger Vergütungsdauer konstant bleibt. Dadurch fehlen mind. 1.400 MW_{el} an Biomasse-(Strom)Anlagen unter den genannten Annahmen, um die langfristigen EE-Wärmeziele zu erreichen.

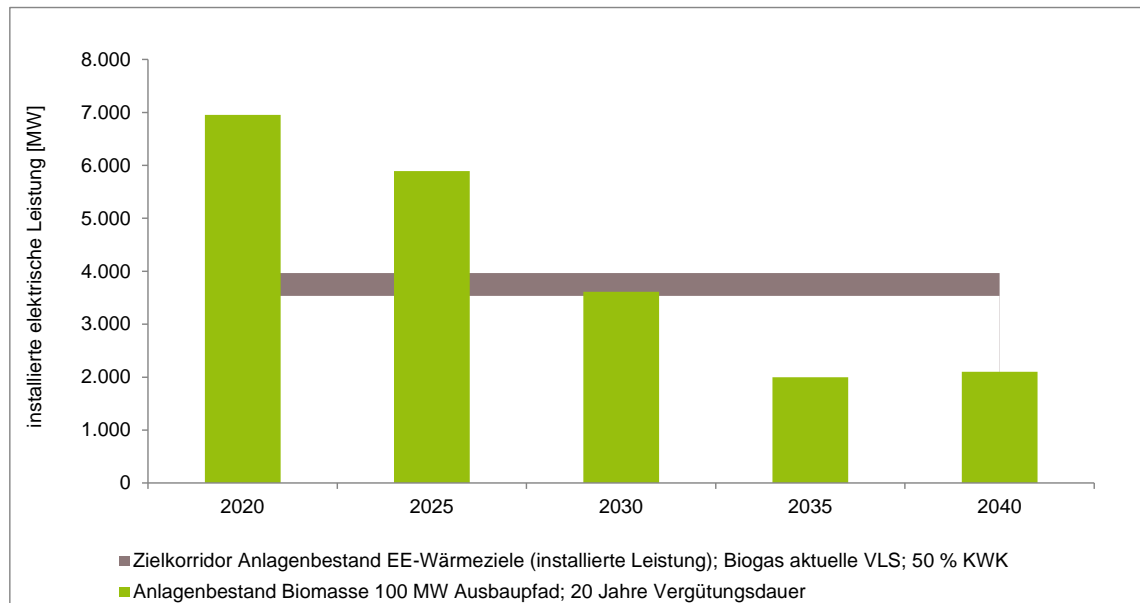


Abbildung 9-2: Gegenüberstellung der Entwicklung des Anlagenbestandes von 2020 bis 2040 und des benötigten Zielkorridors zur Erreichung der EE-Wärmeziele.¹⁸

Wird eine doppelte Überbauung für Biogasanlagen vorgeschrieben, die mit einer Volllaststundenzahl von 4.400 einhergeht, vergrößert sich die Breite des Zielkorridors (Abbildung 9-3). Dies gilt wiederum für eine 50 %ige KWK-Nutzung aller Anlagentypen. In Abhängigkeit des Anteils von Biogasanlagen steigt die benötigte installierte Leistung auf ca. 6.300 MW_{el}. In Folge dessen wird der Zielkorridor zur Erreichung der Wärmeziele bereits zwischen den Jahren 2025 und 2030 verfehlt. Ab dem Jahr 2036 würden mind. rund 2.600 MW_{el} an zusätzlichen Biomasse-Anlagen notwendig sein, um die EE-Wärmeziele nicht zu verfehlen.

¹⁸ Bezogen auf die installierte elektrische Leistung, die aktuellen Volllaststunden (VLS) von gasförmiger und fester Biomasse sowie 50 %iger KWK-Nutzung. Der Zielkorridor ergibt sich aus den unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger und fester Biomasse (in Anlehnung an Tabelle 9-3).

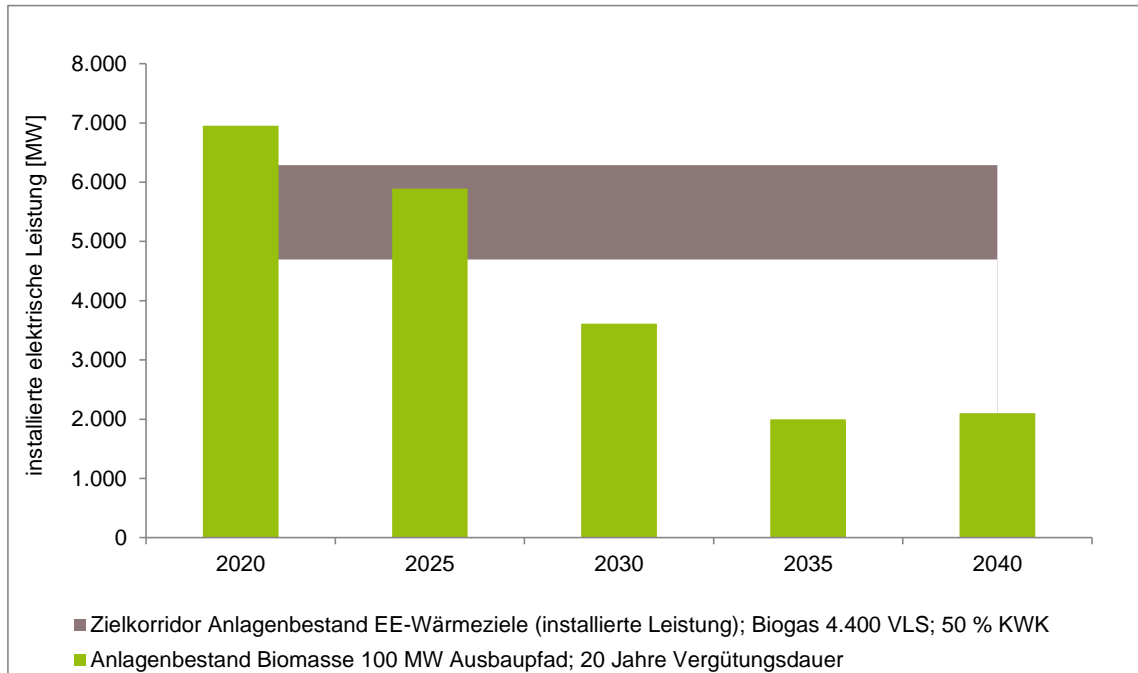


Abbildung 9-3: Gegenüberstellung der Entwicklung des Anlagenbestandes von 2020 bis 2040 und des benötigten Zielkorridors zur Erreichung der EE-Wärmeziele.¹⁹

Bei Verringerung der Vergütungsdauer auf 14 Jahre, erhöht sich die jeweilige Diskrepanz um 600 MW_{el} ab dem Jahr 2035, da sich der Anlagenbestand nicht auf 2.100 sondern auf 1.500 MW_{el} installierte Leistung bei gänzlicher Ausschöpfung des 100 MW_{el} Ausbaupfades einstellen würde.

Zur Erreichung der EE-Wärmeziele wäre daher eine Erhöhung der Ausschreibungsmenge auf 200 MW_{el} (Bemessungsleistung) notwendig. Damit würde der Anlagenpark maximal eine Leistung von 4.000 MW_{el} erreichen und kann, bei entsprechender Wärmeauskopplung zur Zielerreichung der EE-Wärmeziele beitragen.

¹⁹ Bezogen auf die installierte elektrische Leistung, die aktuellen Volllaststunden (VLS) von fester Biomasse, einer Volllaststundenzahl von 4.400 bei gasförmiger Biomasse sowie 50 %iger KWK-Nutzung. Der Zielkorridor ergibt sich aus den unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger und fester Biomasse (in Anlehnung an Tabelle 9 4).

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 4-1 Ablauf des PV-Freiflächenausschreibungsverfahrens in Anlehnung an (FREIFLÄCHENAUSSCHREIBUNGSVERORDNUNG – FFAV (idF. v. 2015)).	11
Abbildung 4-2 Gebotsmengen je Rechtsform bei der ersten PV-Freiflächenausschreibung nach (BNETZA, 2015b).	13
Abbildung 4-3 Zuschläge nach Bundesland bei der ersten PV-Freiflächenausschreibung nach (BNETZA, 2015b).	13
Abbildung 5-1 Schematische Darstellung der Grundlastfahrweise einer Biogasanlage.	23
Abbildung 5-2 Schematische Darstellung der flexiblen Fahrweise einer Biogasanlage.	23
Abbildung 6-1 Zeitverlauf bei Teilnahme an einer Ausschreibung mit Planungs- und Genehmigungszeiträumen.	26
Abbildung 6-2 Projektverlauf zur Errichtung einer Biogasanlage. Aufbauend auf Interviews mit Planungsbüros. Abkürzungen: EVU: Energieversorgungsunternehmen; BGA: Biogasanlage; UVP: Umweltverträglichkeitsprüfung; FNP: Flächennutzungsplan; B-Plan: Bebauungsplan.	27
Abbildung 6-3 Beispielhafte Darstellung für ein alternierendes Ausschreibungsdesign für feste und gasförmige Biomasse.	34
Abbildung 6-4 Technische Anforderungen für Bestands- und Neuanlagen bei der Ausschreibungsteilnahme.	35
Abbildung 8-1 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung nach Biomasseart, ohne Zubau und ohne Anschlussförderung.	41
Abbildung 8-2 Entwicklung der installierten elektrischen Leistung nach Biomasseart, mit Ausbau und Anschlussförderung.	42
Abbildung 8-3 Entwicklung der installierten Leistung nach Biomasseart, mit Ausschreibungsvolumen von 200 MWel Bemessungsleistung und einer 10-jährigen Vergütungsdauer.	42
Abbildung 9-1 Entwicklung der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien im Szenario 100 nach Erzeugungstechnologien und Nahwärme bzw. Einzelanlage aufgeteilt (verändert nach (NITSCH, J., 2014)).	48
Abbildung 9-2: Gegenüberstellung der Entwicklung des Anlagenbestandes von 2020 bis 2040 und des benötigten Zielkorridors zur Erreichung der EE-Wärmeziele.	52
Abbildung 9-3: Gegenüberstellung der Entwicklung des Anlagenbestandes von 2020 bis 2040 und des benötigten Zielkorridors zur Erreichung der EE-Wärmeziele.	53

Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1: Zuschlagsmengen in kWp je Gebotsmengenkategorie. In der Klammer ist die jeweilige Anlagenzahl angegeben. Nach (BREG, 2015b),(BNETZA, 2015b).	14
Tabelle 5-1 Übersicht Güllekleinanlagen, Stand 2015	19
Tabelle 5-2 Übersicht Bioabfallvergärungsanlagen, Stand 2015	20
Tabelle 5-3 Übersicht Biogasanlagen, ohne Güllekleinanlagen und ohne Bioabfallvergärungsanlagen, Stand 2015	20
Tabelle 5-4 Übersicht Biomethan BHKW, Stand 2015	20
Tabelle 5-5 Übersicht Altholzanlagen, Stand 2015	21
Tabelle 5-6 Übersicht Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie, Stand 2015	21
Tabelle 5-7 Übersicht Holzvergaser, Stand 2015	21
Tabelle 5-8 Übersicht Anlagen für feste Biomasse ohne Altholzanlagen und ohne Anlagen der Papier- und Zellstoffindustrie, Stand 2015	22
Tabelle 5-9 Installierte elektrische Leistung, Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas, Biomethan, feste Biomasse und Pflanzenöl im Rahmen des EEG (SCHEFTELOWITZ u. a., 2015)	24
Tabelle 5-10 Durchschnittliche Vergütung von Bioenergieanlagen im Rahmen des EEG (BNETZA, 2015a)	25
Tabelle 6-1 Vor- und Nachteile von materiellen und finanziellen Präqualifikationsanforderungen als Teilnahmevoraussetzung an Ausschreibungen	26
Tabelle 6-2 Verminderte Kapitalkosten (Reinvestitionen, Instandhaltungsbedarf) von Biogasbestandsanlagen bei verlängerter Laufzeit (n=5)	30
Tabelle 6-3 Entwicklung der Betriebskosten für Biogasbestandsanlagen mit einer zusätzlichen Laufzeit von 10, 15 und 20 Jahren (n=5)	31
Tabelle 8-1 Relative Vergütungszahlungen für die Jahre 2017 bis 2020 der Szenarien A, B und C zur Berechnung der Auszahlungen an die Anlagenbetreiber für das EEG-Umlagekonto (ohne vermiedene Netzentgelte)	45
Tabelle 8-2 Auszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an die Betreiber von Biomasse-Anlagen ohne Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte ab 2017. Eigene Berechnungen nach (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015)	46
Tabelle 8-3 Szenarien bedingte Entwicklung der EEG-Umlage durch ausschließliche Auszahlungen an Betreiber von Biomasse-Anlagen für drei Szenarien. Eigene Berechnungen nach (50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW, 2015)	46
Tabelle 9-1 Aufteilung der Wärmeerzeugung aus Biomasse für den Nahwärmebereich nach Technologien für das Jahr 2013 ((BMWI, 2014)	48
Tabelle 9-2: Notwendige Bemessungsleistung des Anlagenbestand bei unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger zu fester Biomasse. Ausgehend von einer 50 %igen (nicht kursiv) und 100 %igen (kursiv) KWK-Nutzung (eigene Berechnungen)	49
Tabelle 9-3: Notwendige installierte Leistung des Anlagenbestand bei unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger zu fester Biomasse und durchschnittlichen	

	Volllaststundenzahlen des Jahres 2013. Ausgehend von einer 50 %igen (nicht kursiv) und 100 %igen (kursiv) KWK-Nutzung (eigene Berechnungen).....	50
Tabelle 9-4:	Notwendige installierte Leistung des Anlagenbestand bei unterschiedlichen Wärmeverhältnissen von gasförmiger zu fester Biomasse und der durchschnittlichen Volllaststundenzahlen des Jahres 2013 für feste Biomasse. Bei gasförmiger Biomasse wird in Anlehnung an das EEG 2014 eine doppelte Überbauung (4.400 Volllaststunden) berücksichtigt. Ausgehend von einer 50 %igen (nicht kursiv) und 100 %igen (kursiv) KWK-Nutzung (eigene Berechnungen)	50

Literatur- und Referenzverzeichnis

- 50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNETBW: Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusgIMechV - Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB, Stand 15.10.2015 (2015)
- ASUE: BHKW-Kenndaten 2011, ASUE Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (2011)
- BDEW: Stellungnahme zu den Eckpunkten des BMWi für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2014)
- BMWi: *Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013* : Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), 2014
- BMWi: EEG Novelle 2016 - Eckpunktepapier, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015)
- BNETZA: EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2014, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2015a)
- BNETZA: Hintergrundpapier - Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV) - Freiflächenanlagen vom 15. April 2015, Bundesnetzagentur (2015b)
- BNETZA: Hintergrundpapier - Ergebnisse der zweiten Ausschreibungsrunde für Photovoltaik (PV)- Freiflächenanlagen vom 1. August 2015, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (2015c)
- BREG: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Eva Bulling-Schröter, Caren Lay, Herbert Behrens, weiterer Abgeordneter und der Fraktion DIE LINKE. –Drucksache 18/5338 –, Bundesregierung (2015a)
- BREG: Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Julia Verlinden, Oliver Krischer, Annalena Baerbock u. a. der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, betr.: Ergebnisse der ersten Ausschreibungsrunde der Pilotausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen, BT-Drucksache: 18/4740, Bundesregierung (2015b)
- BSW: Stellungnahme des Bundesverband Solarwirtschaft zu den „Eckpunkten für ein Ausschreibungsdesign für Photovoltaik-Freiflächenanlagen“, Bundesverband für Solarwirtschaft e.V., Berlin (2014)
- BUNDESREGIERUNG: Deutschlands Zukunft gestalten - Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 18. Legislaturperiode (2013)
- EUROPÄISCHE KOMMISSION: Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020 (2014/C 200/01 (2014)
- FREIFLÄCHENAUSSCHREIBUNGSVERORDNUNG – FFAV: Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen der finanziellen Förderung für Freiflächenanlagen sowie zur Änderung weiterer Verordnungen zur Förderung der erneuerbaren Energien, 2015
- Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), 2014

GROß, R.: Vorstellung eines Konzeptes zum Erhalt der Akteursvielfalt.

KELM, T. ; SCHMIDT, M. ; TAUMANN, M. ; PÜTTNER, A. ; JACHMANN, H. ; CAPOTA, M. ; DASENBROCK, J. ; BARTH, H.:
Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG -
Vorhaben IIc Solare Strahlungsenergie, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung
Baden-Württemberg, Stuttgart (2014)

KLESSMANN, C. ; WIGAND, F. ; GEPHART, M. ; VON BLÜCHER, F. ; KELM, T. ; JACHMANN, H. ; EHRHART, K.-M. ;
HAUFE, M.-C.: *Ausgestaltung des Pilotausschreibungssystems für Photovoltaik-
Freiflächenanlagen - Wissenschaftliche Empfehlung*. Berlin : Ecofys, ZSW, Takon, BBG und
Partner, 2014

KOM: Richtlinie 2012/27/EU des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2012 zur
Energieeffizienz, zur Änderung der Richtlinien 2009/125/EG und 2010/30/EU und zur
Aufhebung der Richtlinien 2004/8/EG und 2006/32/EG (2012)

NITSCH, J.: Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der
Großen Koalition - Kurzexpertise für den Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. (2014)

NITSCH, JOACHIM ; PREGGER, THOMAS ; NAEGLER, TOBIAS ; HEIDE, DOMINIK ; DE TENA, DIEGO LUCA ; TRIEB, FRANZ ;
SCHOLZ, YVONNE ; NIENHAUS, KRISTINA ; GERHARDT, NORMAN ; U. A.: *Langfristszenarien und Strategien
für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der
Entwicklung in Europa und global*. URL [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-
import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitstudie2011_bf.pdf). - abgerufen am 2013-04-
24

SCHEFTELOWITZ, MATTES ; DENYSENKO, VELINA ; HENNIG, CHRISTIANE: *Prognose zur Strom- und
Wärmeerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG*. Leipzig: Deutsches
Biomasseforschungszentrum gGmbH, 2015. – nicht veröffentlicht

SCHEFTELOWITZ, M. ; RENSBERG, N. ; DENYSENKO, V. ; DANIEL-GROMKE, J. ; STINNER, WALTER ; HILLEBRAND, K. ;
NAUMANN, K. ; PEETZ, DAVID ; HENNIG, CHRISTIANE ; U. A.: *Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben
IIa) Zwischenbericht Mai 2015*, Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
(2015)