Fraunhofer IEE

Endbericht

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas

DBFZ

ESE Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer Büro für EnergieSystemEffizienz

Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Erstellt durch:

Fraunhofer IEE
Joseph-Beuys-Str. 8, 34117 Kassel
0561 7294 421
michael.beil@iee.fraunhofer.de

Autoren:

IEE
Uwe Hoffstede, Michael Beil, Julia Kasten

DBFZ
Jaqueline Daniel-Gromke, Tino Barchmann, Martin Dotzauer, Walter Stinner, Nadja Rensberg, Velina Denysenko, Uta Schmieder, Harry Schindler

ESE
Uwe Holzhammer

Arbeitspakete:

Entwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG	[AP 1]
Szenario der Anlagenentwicklung bis 2030 mit Blick auf die Ziele der Bundesregierung sowie notwendige Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen	[AP 2]
Flexibilisierung von Biomasseanlagen	[AP 3]
Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse	[AP 4]
Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG	[AP 5]
Stromerzeugung aus Klär- Deponie- und Grubengas	[AP 6]

18.08.2023

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS ..... **V**

TABELLENVERZEICHNIS ..... **VIII**

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS ..... **X**

1. ZUSAMMENFASSUNG **12**

2. EINLEITUNG **14**

2.1. Allgemein **14**

2.2. Spartenspezifisch **14**

3. MARKTENTWICKLUNG (AP 1) **16**

3.1. Anlagenbestand Biomasse innerhalb des EEG (AP 1) **17**

3.2. Biogasaufbereitungsanlagen **19**

3.3. Anlagenbestand Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen (AP 6) **27**

3.3.1. Klärgas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion 27

3.3.2. Deponiegas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion 29

3.3.3. Grubengas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion 30

3.4. Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG (AP 5) **33**

3.5. Szenarien der Anlagenentwicklung (AP 2) **37**

4. INSTRUMENTE ZUR MARKTSTEUERUNG **41**

4.1. Ausschreibungen (AP 1) **41**

4.2. Flexibilisierung von Biomasseanlagen (AP 3) **43**

4.2.1. Stand der Direktvermarktung (DV) 44

4.2.2. Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags 46

4.2.3. Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie 48

4.2.4. Technische Fähigkeit für eine flexible Stromerzeugung von Anlagen mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie 49

4.2.5. Tatsächlich am Strombedarf orientierte Betriebsweise 50

4.2.6. Flexibilisierungsanreize für weitere Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse und Gasen 55

5. ÖKONOMISCHE ASPEKTE (AP 4) **57**

5.1. Biogasanlagen **59**

5.1.1. Biogasanlagen (NawaRo/Gülle) 59

5.1.2. Güllekleinanlagen 62

5.1.3. Anlagen zur Bioabfallvergärung 67

5.2. Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert) **69**

5.2.1. Annahmen Biomethan 69

5.2.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten 70

5.2.3. Spartenspezifische Besonderheiten 76

5.3. Feste Biomasse ... 77
5.3.1. Biomasseheizkraftwerk ... 77
5.3.2. Holzvergaser ... 80

5.4. Klärgas (AP 6) ... 81
5.4.1. Annahmen Klärgas ... 81
5.4.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten ... 82

5.5. Deponiegas (AP 6) ... 84
5.5.1. Annahmen Deponiegas ... 84
5.5.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten ... 85

5.6. Grubengas (AP 6) ... 87
5.6.1. Annahmen Grubengas ... 87
5.6.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten ... 88

6. BESONDERE ASPEKTE DER ENERGETISCHEN BIOMASSENUTZUNG ... 91

7. HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN ... 93

7.1. Allgemeine Erwägungen ... 93

7.2. Energiewirtschaftliche Einordnung der Ergebnisse der Szenario-Modellierung ... 94

7.3. Empfehlungen für Biomasse im Stromsektor ... 96

8. LITERATURVERZEICHNIS ... 99

9. ANHANG ... 104

9.1. Basisannahmen zur Portfoliosimulation des Realszenarios ... 104

9.2. Basisannahmen zur Portfoliosimulation des Maximalszenarios ... 107

9.3. Annahmen Investitionen der Biogas- und Biomethan – BHKW ... 110

9.4. Biomethan-BHKW-Standorte (EEG-Daten 2021) und vorgesehene Landkreise der Südquoten-Regelung für neue hochflexible Biomethan-Verstromungsanlagen (gemäß EEG 2023, Anlage 5) ... 112

9.5. Kostenbetrachtungen hochflexibler Biomethan-BHKW mit Variation der Bemessungsleistung ... 113

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-1: Entwicklung der installierten elektrischen Anlagenleistung von Biomasseanlagen nach Art der Biomasse in MW_{el} und der Brutto-Stromerzeugung insgesamt in TWh_{el} (enthält auch nicht durch das EEG geförderte Anlagen) 16

Abbildung 3-2: Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 mit einer Abschätzung für 2023 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]] 20

Abbildung 3-3: Jährlicher Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 mit einer Abschätzung für 2023 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]] 21

Abbildung 3-4: Jährlicher Kapazitätszubau von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 mit einer Abschätzung für 2023 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]] 21

Abbildung 3-5: Räumliche Verteilung und Anlagenkapazität der Biogasaufbereitungsanlagen Ende 2022 in Deutschland [Eigene Darstellung auf Basis von [14, 15] 23

Abbildung 3-6: Entwicklung der Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 unterteilt nach Aufbereitungsverfahren [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]] 24

Abbildung 3-7: Entwicklung der Aufbereitungskapazität (Rohgas) unterteilt nach Aufbereitungsverfahren bei Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]] 26

Abbildung 3-8: Zeitreihe der Stromproduktion aus Klärgas in Deutschland, 1998 – 2021; aus [18] 27

Abbildung 3-9: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20] 28

Abbildung 3-10: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20] 28

Abbildung 3-11: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20] 29

Abbildung 3-12: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20] 30

Abbildung 3-13: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20] 31

Abbildung 3-14: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20] 31

Abbildung 3-15: Entwicklung der installierten Leistung und erzeugten Strommengen nach EEG 2023 im Realszenario (DBFZ, 05/2023) 39

Abbildung 3-16: Entwicklung der installierten Leistung und erzeugten Strommengen nach EEG 2023 im Maximalszenario (Ausschöpfung der Ausschreibungsvolumina) (DBFZ, 05/2023) 39

Abbildung 4-1: Verlauf der EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen; ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung sowie mittlere Gebotshöhe; aus [33, 34] 41

Abbildung 4-2: Entwicklung der gemeldeten installierten elektrischen Leistung in der Direktvermarktung und Festvergütung von Strom aus Biomasse und KDG im Jahr 2020 [eigene Darstellung auf Basis von [37], [38]] 45

Abbildung 4-3: Entwicklung der gemeldeten installierten elektrischen Leistung und Stromproduktion in der Direktvermarktung und Festvergütung von Strom aus Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen im Jahr 2020 [eigene Darstellung auf Basis von [37], [38]] 46

Abbildung 4-4: Absolute Förderung bei 65€/kW Flexibilitätszuschlag pro Anlage und Jahr in Abhängigkeit der installierten Leistung, unabhängig von den umgesetzten Vollaststunden, begrenzt durch das Qualitätskriterium 47

Abbildung 4-5: Anzahl und installierte Leistung der Biogasanlagen und Biomethan-BHKW mit Bezug des Flexibilitätszuschlags (FLZ) im Jahr 2021 48

Abbildung 4-6: Entwicklung der jährlichen Zahlungen für die Flexibilitätsprämie an Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen; Prognose für 2022; [eigene Darstellung auf Basis von [37, 46]] 49

Abbildung 4-7: Aufteilung der Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen mit Meldung bei der BNetzA zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie anteilig nach Anzahl und Handlungsoption für eine bedarfsorientierte Stromproduktion (Stand 2020) [Eigene Darstellung auf Basis von [39], [40]] 50

Abbildung 4-8: Bereitstellung elektrischer Leistung durch Biogasanlagen in Abhängigkeit vom aktuellen Strompreis (und der Residuallast); aus [48] 51

Abbildung 4-9: Kumulierte Häufigkeit der Volllaststunden von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Biomethan-BHKW mit und ohne Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags anhand der nach EEG vergüteten Strommengen im Jahr 2021, Anzahl n= 9.891 Anlagen, davon 3.953 mit FLP bzw. FLZ [Eigene Darstellung auf Basis von [44, 45]] 53

Abbildung 9-1: Realszenario: Elektrische Anlagenleistungen in MW nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023) 105

Abbildung 9-2: Realszenario: Strommengen in GWh nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023) 106

Abbildung 9-3: Maximalszenario: Elektrische Anlagenleistungen in MW nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023) 108

Abbildung 9-4: Maximalszenario: Strommengen in GWh nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023) 109

Abbildung 9-5: Spezifische Kosten Biogas-BHKW-Module nach Leistungsgröße (Darstellung DBFZ 10/2020, Datenbasis: Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020. [57] *DBFZ Abschätzung für Einbindung 2.000 kW-Modul) 110

Abbildung 9-6: Spezifische Kosten Erdgas-BHKW-Module nach Leistungsgröße (Darstellung DBFZ 10/2020, Datenbasis: Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020. [57] *DBFZ Abschätzung für Einbindung 2.000 kW-Modul sowie Abschätzung für 5.000 und 10.000 kW-Modul) 111

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Auswertungen der EEG-Daten zur Stromeinspeisung aus Biomasse (aktiver Anlagenpark), ohne KDG-Anlagen, Bezugsjahre 2019 – 2021* (DBFZ, 11/2022) 17

Tabelle 3-2: Auswertungen der EEG-Daten zur Stromeinspeisung aus Biomasse nach Art der Bioenergieträger abzgl. Netzabgang und Außerbetriebnahmen, Bezugsjahr 2021 (ohne Klär-, Deponie- und Grubengas) (DBFZ 11/2022) 17

Tabelle 3-3: Übersicht über die Anzahl und Aufbereitungskapazität der bis Ende 2022 in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen nach Aufbereitungsverfahren [14] 24

Tabelle 3-4: Übersicht von Biomasse-HWK der Papier- und Zellstoffindustrie sortiert nach elektrischer Nennleistung (IEE in Anlehnung an [25, 29–32]) 33

Tabelle 3-5: Übersicht von HWK außerhalb des EEG, welche Biomasse als Zusatzbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung [31] 35

Tabelle 3-6: Übersicht von HWK außerhalb des EEG, welche Abfall* als Hauptbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung [29, 31, 32] 36

Tabelle 4-1: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2023 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur 42

Tabelle 4-2: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2023 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur – differenziert nach Neu- und Bestandsanlagen. [34] 42

Tabelle 5-1: Überblick der ermittelten Stromgestehungskosten der betrachteten Biomasse-Konzepte nach EEG 2023 mit und ohne Berücksichtigung der Wärmeerlöse (DBFZ 05/2023) 58

Tabelle 5-2: Stromgestehungskosten für Neuanlage (Biogas) - NawaRo-BGA 500 (DBFZ 05/2023) 60

Tabelle 5-3: Stromgestehungskosten für Bestandsanlage Biogas 500 kW, NawaRo-BGA 500-B (DBFZ 05/2023) 61

Tabelle 5-4: Stromgestehungskosten für Biogas- Güllekleinanlage (Neuanlage), 75 kW_{el} (Gülle-BGA 75) (DBFZ 05/2023) 63

Tabelle 5-5: Stromgestehungskosten Biogas - Güllekleinanlage (Bestandsanlage für Anschlussförderung) - 75 kW_{el} (Gülle-BGA 75-B) (DBFZ 05/2023) 64

Tabelle 5-6: Stromgestehungskosten Bioabfallanlage (Neuanlage) 1,5 MW_{el} installierte Leistung, flexibilisiert (DBFZ 05/2023) 68

Tabelle 5-7: Stromgestehungskosten in ct/kWh$_{el}$ der Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert) nach Leistungsgröße mit Variation des Biomethanbezugspreises inkl. Gasnetzentgelte im Vergleich zu den Erlösen (ohne Wärmeerlöse) (DBFZ, 05/2023) 70

Tabelle 5-8: Stromgestehungskosten in ct/kWh$_{el}$ der Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert) nach Leistungsgröße mit Variation des Biomethanbezugspreises inkl. Gasnetzentgelte im Vergleich zu den Erlösen (mit Wärmeerlösen von 3 ct/kWh$_{th}$ für 876 h/a) (DBFZ, 05/2023) 71

Tabelle 5-9: Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 0,5 MW (DBFZ 05/2023) 72

Tabelle 5-10: Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 2 MW (DBFZ 05/2023) 73

Tabelle 5-11: Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 7 MW (DBFZ 05/2023) 74

Tabelle 5-12: Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 10 MW (DBFZ 05/2023) 75

Tabelle 5-13: Stromgestehungskosten für Neuanlage – Biomasseheizkraftwerk 4.8 MW (DBFZ 05/2023) 78

Tabelle 5-14: Stromgestehungskosten für Bestandsanlage – Biomasseheizkraftwerk 4.8 MW-B (DBFZ 05/2023) 79

Tabelle 5-15: Stromgestehungskosten Vergaser 35 kW (Neuanlage) (DBFZ 05/2023) 80

Tabelle 5-16: Stromgestehungskosten für Klärgas – Annahmen und Ergebnisse 82

Tabelle 5-17: Stromgestehungskosten für Deponiegas – Annahmen und Ergebnisse 85

Tabelle 5-18: Stromgestehungskosten für Grubengas – Annahmen und Ergebnisse 89

Tabelle 6-1: Abschätzung der Flächennutzung für die Produktion von Biogas und Biomethan im Jahr 2020 auf der Basis der Stromerzeugung 2020 und der Substratverteilung anhand der DBFZ Betreiberbefragungen von Biogasanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen zur Bereitstellung von Biomethan (Quelle: DBFZ 4/2022) 92

Tabelle 9-1: Verteilung der Bestandsanlagen hinsichtlich der Anlagenleistungen nach Art der Biomasseanlage und Post-EEG-Optionen im Realszenario (DBFZ, 05/2023) 104

Tabelle 9-2: Verteilung der Bestandsanlagen hinsichtlich der Anlagenleistungen nach Art der Biomasseanlage und Post-EEG-Optionen im Maximalszenario (DBFZ, 05/2023) 107

Tabelle 9-3: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten eines Biomethan-BHKW-Anlage mit 10 MW$_{el}$ installierter Anlagenleistung unter Variation der Bemessungsleistung und möglichen Erlösen (Basisannahmen: Biomethanbezugspreis 9 ct/kWh$_{Hs}$, 20 Jahre Laufzeit, Wärmeerlöse 3 ct/kWh$_{th}$ (frei Flansch)) 113

Abkürzungsverzeichnis

A

AP ..... Arbeitspaket

B

BGA ..... Biogasanlage
BGAA ..... Biogasaufbereitungsanlage
BHKW ..... Blockheizkraftwerk

D

dena ..... Deutsche Energie-Agentur
DV ..... Direktvermarktung
DWW ..... Druckwasserwäsche

E

EEG ..... Erneuerbare Energien Gesetz

F

F&E ..... Forschung und Entwicklung
FLP ..... Flexibilitätsprämie
FLZ ..... Flexibilitätszuschlag
FM ..... Frischmasse [kg, to]
FNR ..... Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

G

GPS ..... Ganzpflanzensilage

K

KDG ..... Klär-, Deponie- und Grubengas
KWK ..... Kraft-Wärme-Kopplung

L

LCOE ..... Levelized Costs of Electricity

N

NawaRo ..... Nachwachsende Rohstoffe

P

PGK ..... Polyethylenglykolwäsche
PSA ..... Druckwechseladsorption
PV ..... Photovoltaik

S

sDV ..... Sonstige Direktvermarktung

U

ÜNB ..... Übertragungsnetzbetreiber

V

VLH ..... Volllaststunden [h/a]

W

WACC..... Weighted Average Cost of Capital

1. Zusammenfassung

Die installierte elektrische Leistung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen nach dem EEG betrug Ende 2022 rund 9,4 GW. In demselben Jahr betrug die gesamte Stromerzeugung ca. 45 TWh_{el}. Der Großteil davon wurde durch Biomasseanlagen mit 42,8 TWh_{el} bereitgestellt, während weitere ca. 1,7 TWh_{el} durch Klär-, Deponie-, und Grubengasanlagen erzeugt wurden. Bezogen auf die Stromerzeugung aus Biomasse entfallen mit 31,4 TWh Strom etwa 70 % der Bruttostromerzeugung auf Biogas einschließlich Biomethan. Gemessen an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt Biomasse im Jahr 2022 insgesamt einen Anteil von 17,4 %; gemessen an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland rund 6 %.

Der Brutto-Zubau neuer Biomasseanlagen ist seit Jahren gering. Der leistungsbezogene Biomasse-Anlagenzubau wird maßgeblich durch Flexibilisierungsmaßnahmen an Bestandsanlagen getragen. Der Großteil der Biomasseanlagen (>91 %) ist in der Direktvermarktung; lediglich 9 % der Anlagen beziehen noch eine Festvergütung. Die bisherigen Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen im EEG waren bis auf die letzte Biomasse-Ausschreibung 4/2023 unterzeichnet. Der Großteil der Biomasseanlagen wird erst in den nächsten Jahren das Ende der 20-jähigen EEG-Laufzeit erreichen und somit in den kommenden Jahren vor EEG-Ende Wechseloptionen näher in Betracht ziehen.

Die Ergebnisse der Szenario-Modellierung zeigen, dass die auf Grundlage des EEG erzeugten Strommengen bis 2030 unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen und den getroffenen Annahmen im Vergleich zum Jahr 2020 deutlich zurückgehen. Die Entwicklung der Leistung hingegen ist stark von den Annahmen insbesondere zur Ausschöpfung der Biomethan-Ausschreibungen abhängig. Je nach Szenario erhöht sie sich von ca. 8 auf über 10 GW (Maximalszenario), oder sinkt auf unter 6 GW (Realszenario) bei Fortschreibung der gegenwärtig geringen Nachfrage in den Biomethan-Ausschreibungen ab. Das im EEG 2023 in §4 vorgegebene Leistungsziel von 8,4 GW würde in letzterem Fall deutlich verfehlt.

The installed electrical capacity of biomass plants and plants for electricity generation from gases under the EEG amounted to around 9.4 GW at the end of 2022. In the same year, the total electricity generation was about 45 TWh_{el}. The majority of this, 42.8 TWh_{el}, was provided by biomass plants while another approximately 1.7 TWh_{el} was generated by sewage, landfill, and mine gas plants. In terms of the electricity generation based on biomass, biogas, including biomethane, accounted for 31.4 TWh of electricity, which is about 70 % of the gross electricity generation. Based on the electricity generation from renewable energies, biomass represents a total share of 17.4 % in 2022; in terms of total gross electricity generation in Germany, around 6 %.

The gross construction of new biomass plants has been low for years. The capacity-related biomass plant expansion is mainly supported by flexibility measures at existing plants. The majority of biomass plants (>91 %) runs in direct marketing; only 9 % of the plants still receive a fixed tariff. The previous tenders for biomass plants in the EEG were not exhausted except for the last biomass tender 4/2023. The majority of biomass plants will only reach the end of the 20-year EEG period in the next few years

and will therefore consider switching options more closely in the coming years before the EEG support ends.

The results of the scenario modeling show that the quantities of electricity generated on the basis of the EEG will decrease significantly by 2030 compared to 2020 under the current political framework and the assumptions made. The development of installed capacity, on the other hand, is strongly dependent on the assumptions made, in particular regarding the utilization of biomethane tenders. Depending on the scenario, it increases from approx. 8 to over 10 GW (maximum scenario), or drops to below 6 GW (real scenario) if the current low demand in the biomethane tenders is continued. The performance target of 8.4 GW specified in the EEG 2023 §4 would be clearly missed in the latter case.

2. Einleitung

2.1. Allgemein

Mit der Novelle des EEG im Sommer 2016 wurde das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017, [1]) grundlegend geändert: Für Biomasseanlagen wurden fixe Fördersätze durch in Ausschreibungen wettbewerblich ermittelte Marktprämien ersetzt. Um zu gewährleisten, dass definierte Ziele erreicht und die Grundsätze des EEG wie Kosteneffizienz, Flexibilisierung von Biomasseanlagen und verbesserte Markt- und Netzintegration der erneuerbaren Energien berücksichtigt werden, wird das EEG regelmäßig evaluiert. So kann etwaiger Änderungsbedarf frühzeitig erkannt und umgesetzt werden. Deshalb muss die Bundesregierung das EEG evaluieren und dem Bundestag bis zum Dezember 2023 - und dann alle vier Jahre - einen Erfahrungsbericht vorlegen [2]. Die Evaluation von Gesetzesvorhaben ist außerdem ein wichtiger Teil des Arbeitsprogramms Bessere Rechtsetzung der Bundesregierung. Der Staatssekretärsausschuss Bürokratieabbau hat zuletzt 2018 ein Arbeitsprogramm zur Evaluierung neuer Regelungsvorhaben vorgelegt [3]. Der EEG-Erfahrungsbericht über die Auswirkungen der gesetzlichen Regelungen dient der Selbstkontrolle des Gesetzgebers. Zu diesem Zweck benötigen die Bundesregierung sowie der Gesetzgeber fundierte und umfassende wissenschaftliche Informationen, die als Ausgangspunkt für den Entwurf des Erfahrungsberichts verwendet werden können. Der vorliegende Bericht „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz zum spartenspezifischen Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas" unterstützt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hierbei.

Um zu beurteilen, inwieweit die im EEG gesteckten Ziele erreicht werden, werden in diesem Bericht die Marktentwicklung der relevanten Technologien beobachtet, die Kosten für die Stromproduktion aus Biomasse und der Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen (KDG-Anlagen) ermittelt, Marktsteuerungselemente beurteilt und nicht zuletzt Handlungsempfehlungen ausgesprochen, welche hauptsächlich die Gestaltung des EEG betreffen. Um die Entwicklung des Anlagenbestands, die installierte elektrische Leistung, die Stromproduktion und die Gestehungskosten zu ermitteln, werden öffentlich verfügbare Informationen wie Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungs-netzbetreiber, nicht öffentlich bereitgestellte Daten wie das Biogasregister der dena und Informationen aus Workshops und Fachgesprächen sowie bestehende Kostendaten des Konsortiums und Kosteneinschätzungen von Marktakteuren herangezogen.

2.2. Spartenspezifisch

Das zum 01. Januar 2023 in Kraft getretene EEG 2023 [4] hat u. a. das Ziel, den Anteil der installierten elektrischen Leistung von Biomasseanlagen bis 2030 stabil bei rund 8,4 GW zu halten. Dazu wurden die jährlichen Ausschreibungsmengen für Biomasseanlagen im EEG 2021 deutlich auf 600 MW_{el}/a erhöht; während die Regelungen im EEG 2023 reduzierte Ausschreibungsvolumina für Biomasse vorsehen: 600 MW_{el} (2023), 500 MW_{el} (2024), 400 MW_{el} (2025), je 300 MW_{el} (2026 – 2028). Zusätzlich wurde die Ausschreibung für neue hochflexible Biomethan-BHKW im Süden Deutschlands eingeführt; anfänglich mit einer Ausschreibungsmenge von 150 MW_{el}/a (EEG 2021). Mit dem EEG 2023 wurden sowohl die jährlichen Ausschreibungsmengen neuer hochflexibler Biomethananlagen

mit 600 MW_{el}/a (2023 - 2028) als auch die Flex-Anforderungen durch die Reduktion der Bemessungsleistung (von 15 auf 10 %) erhöht, um stärker auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke zu fokussieren.

Für Anlagen, welche sich an den EEG-Ausschreibungen für Biomasse beteiligen und welche eine Flexibilitätsprämie beziehen, gilt verpflichtend das Gebot der Direktvermarktung. Dies gilt – anders als z. B. für Wind- oder PV-Anlagen – nicht nur für Neu-, sondern auch für Bestandsanlagen, welche sich für weitere zehn Jahre über die EEG-Ausschreibungen eine EEG-Förderung sichern können. Gesetzlich festgelegte Vergütungen erhalten nach wie vor kleine güllebasierte Biogasanlagen sowie Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen. Für die Verstromung von Altholz (§ 101 EEG 2021) ist dagegen keine Anschlussförderung vorgesehen, da diese Regelungen nicht mit europäischem Beihilferecht vereinbar sind und daher zukünftig keine Anwendung finden [5].

Der jährliche Nettozubau an Biogasanlagen in Deutschland weist in den vergangenen Jahren einen rückläufigen Trend auf. Zwar stieg die installierte elektrische Leistung kontinuierlich weiter an, dies wegen zunehmender Flexibilisierung der Anlagen durch Überbauung der elektrischen Kapazitäten. Der derzeitige Zubau verzeichnet somit einen eindeutigen Trend zu Anlagen mit sehr flexibler Leistung. Im Hinblick auf die Bemessungsleistung und die jährliche Energieproduktion, an der Biogas einen Anteil von über 50 % aufweist, ist jedoch kein Anstieg zu erkennen. Aus Biomasse und biogenem Abfall wurden im Jahr 2022 laut Umweltbundesamt rund 50,2 Mrd. kWh Strom erzeugt, was gegenüber dem Vorjahr einen leichten Rückgang darstellt [7]. Es ist zu erwarten, dass die Stromerzeugung der EEG-Biomasse weiter rückläufig sein wird (u. a. durch Stilllegungen oder Verschiebungen reststoffbasierter Biomethanmengen in den Kraftstoffsektor); z.T. bieten Biomasseanlagen ihren Strom frei am Markt (ohne EEG) an, was eine Abnahme der registrierten EEG-Strommengen zur Folge hat.

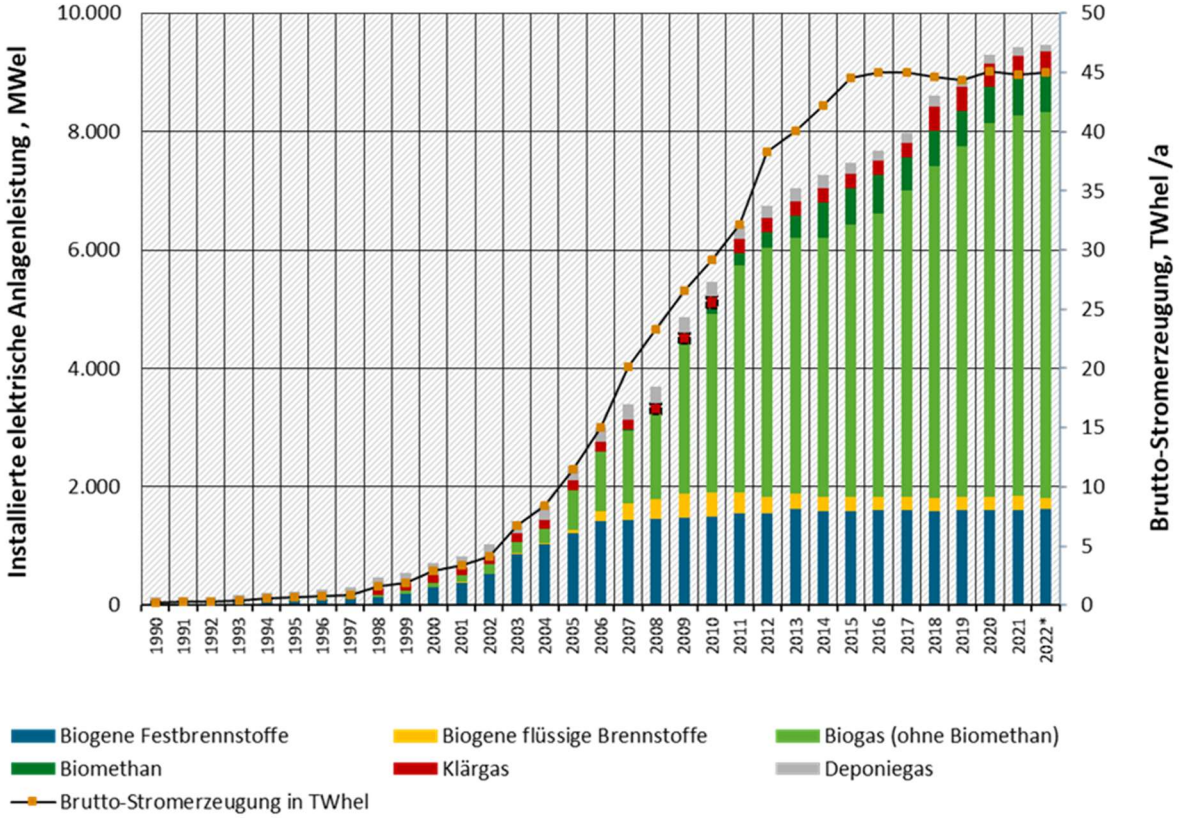
Der Zubau der installierten Leistung führt primär zu einer Flexibilisierung der Stromproduktion. Vor diesem Hintergrund ist die Bioenergie folglich in zunehmendem Maße imstande, regenerativ produzierten Strom bedarfsorientiert bereitzustellen, auf Stromschwankungen zu reagieren und volatile Erneuerbare Energieträger wie Wind und Sonne zu ergänzen.

Eine große Herausforderung ist daher für weitere Novellen des EEG, das selbst gesteckte Ziel einer stabilen elektrischen Kapazität des Biomasse-Anlagenparks zu gewährleisten. Mit auskömmlichen Ausschreibungsvolumina ist der erste Schritt dabei getan.

3. Marktentwicklung (AP 1)

Die Biomasseanlagen in Deutschland erzeugten mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von insgesamt rund 8,9 GW im Jahr 2022 rund 42,8 TWh Strom (Brutto) zzgl. 1,7 TWh Strom aus Klär- und Deponiegasanlagen mit 0,5 GW installierter Leistung [6]. Insgesamt wurden mit Biomasseanlagen sowie Klär- und Deponiegasanlagen mit 9,4 GW installierter Anlagenleistung in 2022 somit rd. 45 TWh Strom produziert. Dabei entfallen mit 31,4 TWh Strom etwa 70 % der Bruttostromerzeugung aus Biomasse auf Biogas einschließlich Biomethan. Gemessen an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt Biomasse im Jahr 2022 insgesamt einen Anteil von 17,4 %; gemessen an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland rund 6 %. Die Wärmebereitstellung aus Biomasse erreichte im Jahr 2022 rund 154 TWh; das entspricht etwa 75 % der Wärmebereitstellung aus erneuerbaren Energien insgesamt bzw. rund 13 % des Endenergieverbrauchs Wärme insgesamt [6]. Der Großteil der Wärmebereitstellung aus Biomasse stammt dabei mit rund 85 % (130,5 TWh) überwiegend aus der Nutzung biogener Festbrennstoffe [6]. Im Bereich der Kraftstoffe spielt der Einsatz von Biomasse über den Einsatz von Biomethan mit 1,1 TWh bisher nur eine vergleichsweise geringe Rolle, nimmt jedoch zu. Mit rd. 34 TWh nehmen biomasse-basierte Kraftstoffe im Jahr 2022 rd. 85 % der EE-Kraftstoffe ein [7].

Abbildung 3-1: Entwicklung der installierten elektrischen Anlagenleistung von Biomasseanlagen nach Art der Biomasse in MW_{el} und der Brutto-Stromerzeugung insgesamt in TWh_{el} (enthält auch nicht durch das EEG geförderte Anlagen)



Quelle: DBFZ 2022. Datenbasis Zeitreihen der AGEE-Stat von 1990 -2021 vgl. [8]
*Prognose für 2022 nach Abschätzung DBFZ.

Aufgrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen wurden seit 2012 vergleichsweise wenige Biomasseanlagen neu zugebaut. Daher stagniert die Strom- und Wärmeerzeugung auf dem Niveau der Vorjahre. Einen Neubau an Anlagen hat es in den letzten drei Jahren im Wesentlichen im kleinen Leistungsbereich (u.a. Güllekleinanlagen, Holzvergaseranlagen) gegeben.

3.1. Anlagenbestand Biomasse innerhalb des EEG (AP 1)

Die Auswertungen der ÜNB-Daten für Biomasse insgesamt für die Zeitreihe 2019 bis 2021 (aktiver Anlagenbestand) sind in den folgenden Tabellen dargestellt.

Tabelle 3-1: Auswertungen der EEG-Daten zur Stromeinspeisung aus Biomasse (aktiver Anlagenpark), ohne KDG-Anlagen, Bezugsjahre 2019 – 2021 (DBFZ, 11/2022)*

Biomasse Gesamt	Abrechnungsjahr	Anzahl EEG-Anlagen	Installierte elektrische Leistung, MW	Stromeinspeisung, GWh
Biomasse	2019	14.180	7.883	40.152
Biomasse	2020	14.263	8.306	40.948
Biomasse	2021*	13.878	8.317	40.016

DBFZ, 11/2022. Datenbasis: EEG-Jahresabrechnungsdaten zur Stromerzeugung aus Biomasse, 2020 bis 2022 (Bezugsjahre 2019 bis 2021). [9], [10]*Vorläufige Ergebnisse

Die Darstellungen zur Anlagenzahl und zur installierten Anlagenleistung beziehen sich auf die jeweilige EEG- Anlage (gem. EEG, Einheiten nach dem Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur) und meint bei Biogas und Biomethan die Verstromungsanlagen (BHKW), so dass die Anlagenzahl der EEG-Anlagen höher ausfällt, als die Anzahl der Biogasproduktionsstandorte. Da einige EEG-Anlagen keine Stromerzeugung aufweisen (d. h. installiert sind, aber nicht in jedem Jahr Stromeinspeisungen verzeichnen), wird hinsichtlich der Anlagenzahl der EEG-Anlagen (Anlagenschlüssel) nach Stammdaten und Bewegungsdaten differenziert.

Die aktuelle Zuordnung der Biomasseanlagen nach Art der Biomasse (Datenstand 11/2022) anhand der Auswertungen der ÜNB-Daten für 2021 für Biomasse insgesamt und je Art der Bioenergieträger ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3-2: Auswertungen der EEG-Daten zur Stromeinspeisung aus Biomasse nach Art der Bioenergieträger abzgl. Netzabgang und Außerbetriebnahmen, Bezugsjahr 2021 (ohne Klär-, Deponie- und Grubengas) (DBFZ 11/2022)

Art der Biomasse-Anlagen	Anzahl EEG-Anlagen (Stamm-daten)	Anzahl EEG-Anlagen (Bewegungs-daten)	Installierte elektrische Leistung, MW (Stamm-daten)	Installierte elektrische Leistung, MW (Bewegungs-daten)	Strom-einspeisung, GWh
Biogas-BHKW	11.492	11.294	6.034	5.948	28.243
Biomethan-BHKW	1.204	1.202	654	654	3.133
Feste Biomasse	744	722	1.608	1.601	8.443
PÖL-BHKW	698	660	117	114	196
Gesamt	**14.138**	**13.878**	**8.413**	**8.317**	**40.016**

Quelle: DBFZ, 11/2022. Datenbasis: ÜNB-Stammdaten und EEG-Jahresabrechnungsdaten zur Stromerzeugung aus Biomasse, 8/2022 (Bezugsjahr 2021). [9], [10]

Die Angaben nach der Kraftwerksliste (o66K) enthalten für Anlagen > 1 MW demgegenüber auch Nicht-EEG-Strommengen und dürften insbesondere für feste Biomasse und geringfügig für Biogas in 2022 über den Netzeinspeisemengen liegen. Zunehmend werden die Biomasseanlagen ihren Strom frei am Markt (ohne EEG) anbieten, was zu einer Abnahme der registrierten EEG-Strommengen führt. Anzunehmen ist, dass sich der Wechsel von der Volleinspeisung auf eine Teileinspeisung bei den Biomasseanlagen in den nächsten Jahren verstärken könnte, da es kostengünstiger sein dürfte, den Strom an den Anlagen selbst zu verbrauchen.

Bei den Biogasanlagen wurde im Jahr 2022 nicht wesentlich mehr Strom erzeugt, auch wenn die Anreize aufgrund der gestiegenen Strom-/Gaspreise dies erwarten ließen. Die Unsicherheiten bzgl. der Regelungen, welche Maßnahmen bei Biogas/Biomasse kurzfristig für eine Steigerung der Erzeugung als Beitrag zur Versorgungssicherheit zum Tragen kommen sollen, erfolgte im Jahresverlauf relativ spät (3. Quartal 2022). Letztlich wurde lediglich der sog. „Flex-Deckel" aufgehoben, später kam die Diskussion um die Übergewinnabschöpfung dazu. Weitere Unsicherheiten ergaben sich aufgrund der gestiegenen Substratpreise, trockene Sommer mit geringeren Erntemengen, Unsicherheiten bzgl. der Gasspeicherfüllstände und ggf. Verlagerungen des Einsatzes der Silage von den Sommermonaten auf die Wintermonate. Insgesamt war 2022 eher durch Unsicherheiten geprägt.

Wesentliches Hemmnis der Unterzeichnung der letzten zwei Ausschreibungen in 2022 und in 2023 von Biomethan in hochflexiblen BHKW ist der aktuelle Mangel an konkurrenzfähigem Biomethan im Markt. Durch die signifikant höheren Zahlungsbereitschaften im Kraftstoffsektor - insbesondere für Biomethan aus Wirtschaftsdüngern (Gülle, Mist) aber auch aus anderen Rest- und Abfallstoffen - kann momentan davon ausgegangen werden, dass alle freien, nicht vertraglich gebundenen Biomethanmengen aus diesen Substraten in den Kraftstoffsektor umgelenkt werden. Diese Mengen stehen somit für den Stromsektor im EEG auch absehbar in Zukunft nicht zur Verfügung. Schon in der Vergangenheit sind Biomethanmengen aus Rest- und Abfallstoffen i.d.R. in den Kraftstoffbereich geleitet worden. Dies wird sich nach aktuellen Marktentwicklungen verstärkt fortsetzen. Gleichzeitig sind noch nicht langfristig gebundene Biomethanmengen aus NawaRo in den letzten 2 Jahren, als die Erdgaspreise immer wieder sehr hoch lagen, als Erdgasersatz genutzt worden und stehen somit der KWK-Anwendung oder auch für Biomethan-Ausschreibungen kurzfristig nicht zur Verfügung. Für die Verstromung in hochflexiblen Biomethan-Verstromungsanlagen wird mittelfristig primär NawaRo-Biomethan (Biomethan basierend auf Anbaubiomasse) infrage kommen.

3.2. Biogasaufbereitungsanlagen

Die aktuellen Daten für den Bestand an Biogasaufbereitungsanlagen werden einmal jährlich im Rahmen einer Herstellerbefragung durch das Fraunhofer IEE direkt bei den Herstellern von Biogasaufbereitungsanlagen abgefragt. Dabei wird der Anlagenstandort, das verwendete Aufbereitungsverfahren, das Jahr der Inbetriebnahme, die Aufbereitungskapazität (Rohgas), der Substrateinsatz und die Verwendung des Biomethans erfasst und ausgewertet. Basierend auf dem daraus hervorgegangenen Datenbestand erfolgte im Rahmen dieses Vorhabens eine Aktualisierung unterschiedlicher grafischer Darstellungen zum Bestand an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland zum Jahresende 2022, die nachfolgend dargestellt und erläutert werden.

Anlagenbestand und Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen

Aktuell befinden sich in Deutschland Biogasaufbereitungsanlagen von 21 verschiedenen Herstellern in Betrieb. Von diesen Herstellern haben sich mittlerweile rund neun Hersteller aus dem Geschäftsfeld „Biogasaufbereitung" zurückgezogen, wurden übernommen, oder sind insolvent. Zur Aktualisierung des Datenbestandes wurden 12 Hersteller angefragt – eine Rückmeldung konnte von sieben Herstellern in die Auswertung einbezogen werden.

Vorab ist zu beachten, dass im Folgenden bei Biomethanprojekten, bei welchen im Rahmen einer Anlagenerweiterung eine zweite Aufbereitungsanlage ergänzt wurde, von zwei Biogasaufbereitungsanlagen ausgegangen wird und diese als separate Anlagen gewertet werden. Dies betrifft maßgeblich die Anlagen Darmstadt-Wixhausen (2008, Erweiterung 2011), Burgrieden-Laupheim (2008, Erweiterung 2012), Satuelle (2011, 2. Anlage 2013), Zernin (2012, 2013), Badeleben (2013, Erweiterung 2015) und Gommern (2017, Erweiterung 2018). Es existieren ebenso Anlagen, an denen zwei verschiedene Aufbereitungsverfahren zum Einsatz kommen, wie Seelow (2011: DWW und 2014: PSA) und Oebisfelde (2013: DWW und 2014: PGK), Zeven (2009: Amin und 2012: Membran) oder an denen zwar das gleiche Aufbereitungsverfahren, jedoch von einem anderen Hersteller verwendet wird (Schwedt 2010 und 2011: Aminwäsche). [11–15]

Im Jahr 2013 wurde die PSA in Werlte außer Betrieb genommen und durch eine Aminwäsche ersetzt. Seit 2012 ist die Biogasaufbereitungsanlage Jameln außer Betrieb, ebenso wurde Anfang 2017 die Biogasaufbereitung an der BGAA Zülpich-Geich aufgrund der Insolvenz der Biogasanlage eingestellt. [11] Eine Wiederaufnahme der Biogasaufbereitung erfolgte hier im Jahr 2019 [12].

Die Biogasaufbereitungsanlage in Güstrow, welche im Jahr 2009 erbaut wurde und sich seit 2021 im Besitz der EnviTec Biogas AG befindet, speiste bislang rund 5.500 Normkubikmeter Biomethan pro Stunde ins Erdgas ein. Inzwischen wurde der Anlagenstandort umfassend umgebaut, sodass hier zukünftig Bio-LNG für den Schwerlastverkehr flüssiges biogenes CO_2 in Lebensmittelqualität entstehen erzeugt werden wird. [16]

In den kommenden Darstellungen sind die Anlagenzahl und die Aufbereitungskapazität in den entsprechenden Jahren bereits um diese Anlagen reduziert bzw. ergänzt.

Nach Rückmeldung der Hersteller waren bis zum 31.12.2022 237 Anlagen zur Aufbereitung von Biogas und Klärgas in Betrieb. Bei einigen Anlagen wurde das Inbetriebnahmedatum der Hersteller

korrigiert, wenn aufgrund von Betreiberaussagen die Anlage zu diesem Zeitpunkt noch nicht in Betrieb war.

Abbildung 3-2 zeigt die kumulierte Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität (Rohgas) von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 2006 bis 2022 (inklusive einer Abschätzung für 2023) bezogen auf die Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlage.

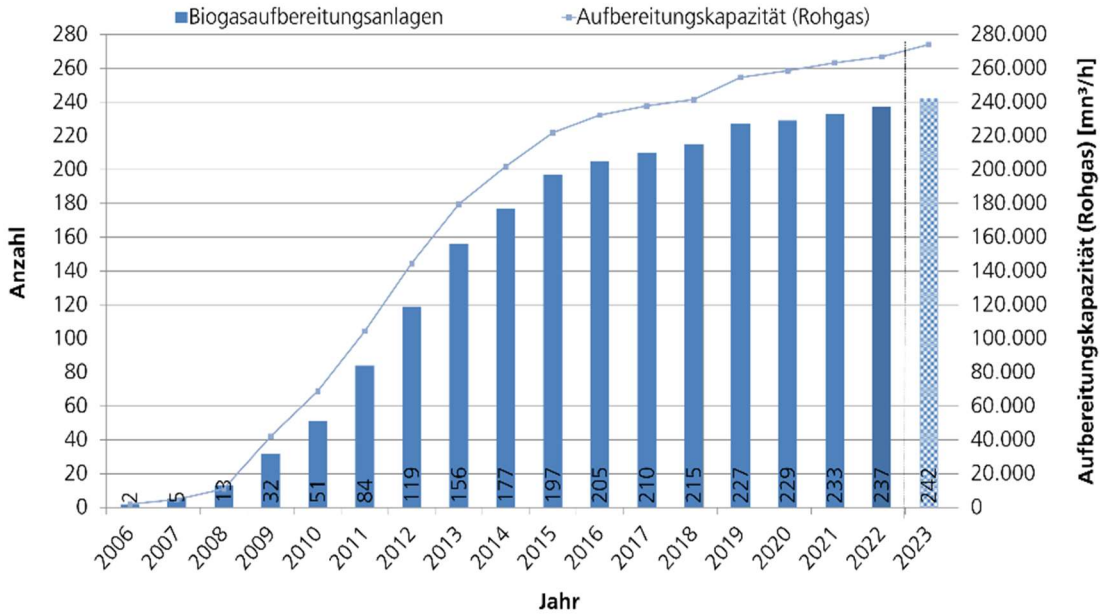


Abbildung 3-2: Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 mit einer Abschätzung für 2023 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]]

Bis Ende 2022 befanden sich demnach in Deutschland 237 Biogasufbereitungsanlagen mit einer Aufbereitungskapazität von 266.839 m_n^3/h Rohgas in Betrieb. [14, 15] Bei den Angaben zu Anlagen in Bau und Planung für das Jahr 2023 ist zu beachten, dass nicht für alle Verfahren Rückmeldungen der Hersteller vorlagen und nicht alle Hersteller Angaben für Anlagen in Bau und Planung rückgemeldet haben. Von keinem Hersteller wurden Außerbetriebnahmen für 2023 angekündigt. [14]

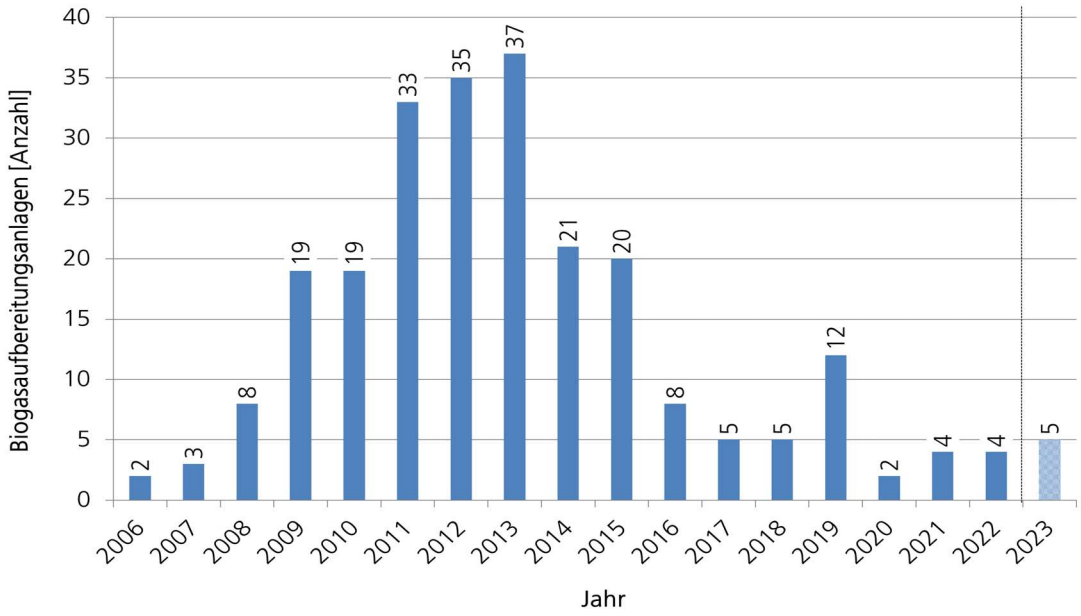


Abbildung 3-3: Jährlicher Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 mit einer Abschätzung für 2023 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]]

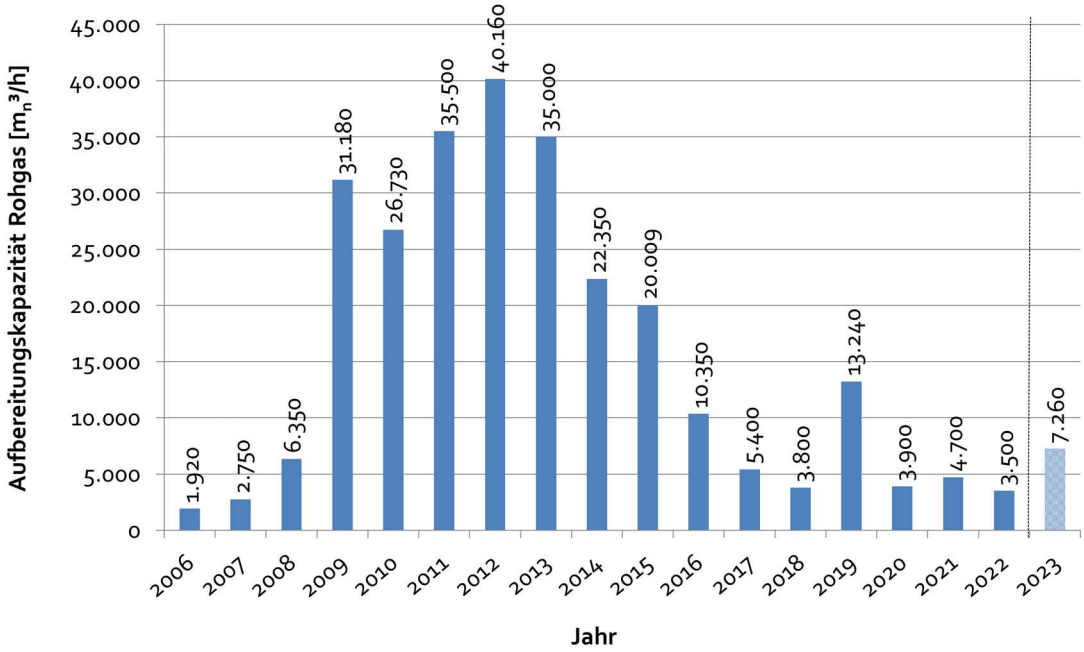


Abbildung 3-4: Jährlicher Kapazitätszubau von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 mit einer Abschätzung für 2023 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]]

In Abbildung 3-3 ist der jährliche Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 01.01.2006 bis zum 31.12.2022 bezogen auf die Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlagen inklusive einer Abschätzung für 2023 dargestellt. Nach den Anfangsjahren 2006 und 2007, in denen jeweils drei Anlagen in Betrieb genommen wurden, stieg der Zubau über acht Anlagen in 2008 und 19 Anlagen in 2009 und 2010 auf durchschnittlich 35 Anlagen in den Jahren 2011 bis 2013 an. Deutlich

erkennbar ist hier der Rückgang der Neuinbetriebnahmen mit 21 bzw. 20 Anlagen in 2014 und 2015 auf acht Anlagen in 2016 und jeweils fünf Anlagen in 2017 und 2018. Nach einem Anstieg auf elf Anlagen im Jahr 2019 sank die Zahl der Neuinbetriebnahmen auf zwei im Jahr 2020 und jeweils vier Anlagen im Jahr 2021 und 2022. Nach bisherigen Herstellerangaben wird für das Jahr 2023 ein Zubau von fünf Anlagen erwartet. [14]

Abbildung 3-4 zeigt den jährlichen Zubau der Biogasaufbereitungskapazität in Deutschland im Zeitraum 01.01.2006 bis zum 31.12.2022 bezogen auf die Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlage. Darüber hinaus wird die Aufbereitungskapazität der Anlagen angegeben, die sich nach Rückmeldung der Hersteller für 2023 in Bau und Planung befinden. Wie auch bei der Anzahl an Aufbereitungsanlagen steigt der jährliche Zubau an Rohgasaufbereitungskapazität von 2006 bis 2008 erst noch verhalten, dann aber ab 2009 deutlich an, bis in 2013 der bisherige maximale jährliche Zubau von rund 40.000 m_n^3/h erreicht wurde.

In 2014 und 2015 halbiert sich der Zubau an Aufbereitungskapazität auf je ca. 20.000 m_n^3/h. Diese halbiert sich in 2016 noch einmal auf 10.350 m_n^3/h und sinkt bis 2018 auf 3.800 m_n^3/h. Nach einem deutlichen Anstieg auf gut 13.000 m_n^3/h im Jahr 2019 betrug die neu installierte Aufbereitungskapazität im Jahr 2020 3.900, in 2021 4.700 m_n^3/h und im Jahr 2022 3.500 m_n^3/h. Für das Jahr 2023 wird gemäß den Rückmeldungen aus der Herstellerabfrage in Deutschland ein Zubau an Aufbereitungskapazität von insgesamt 7.260 m_n^3/h erwartet. [13]

Die Abbildung 3-5 zeigt die räumliche Verteilung der Standorte von Biogasaufbereitungsanlagen und deren Rohgaskapazität in Deutschland Ende 2022.

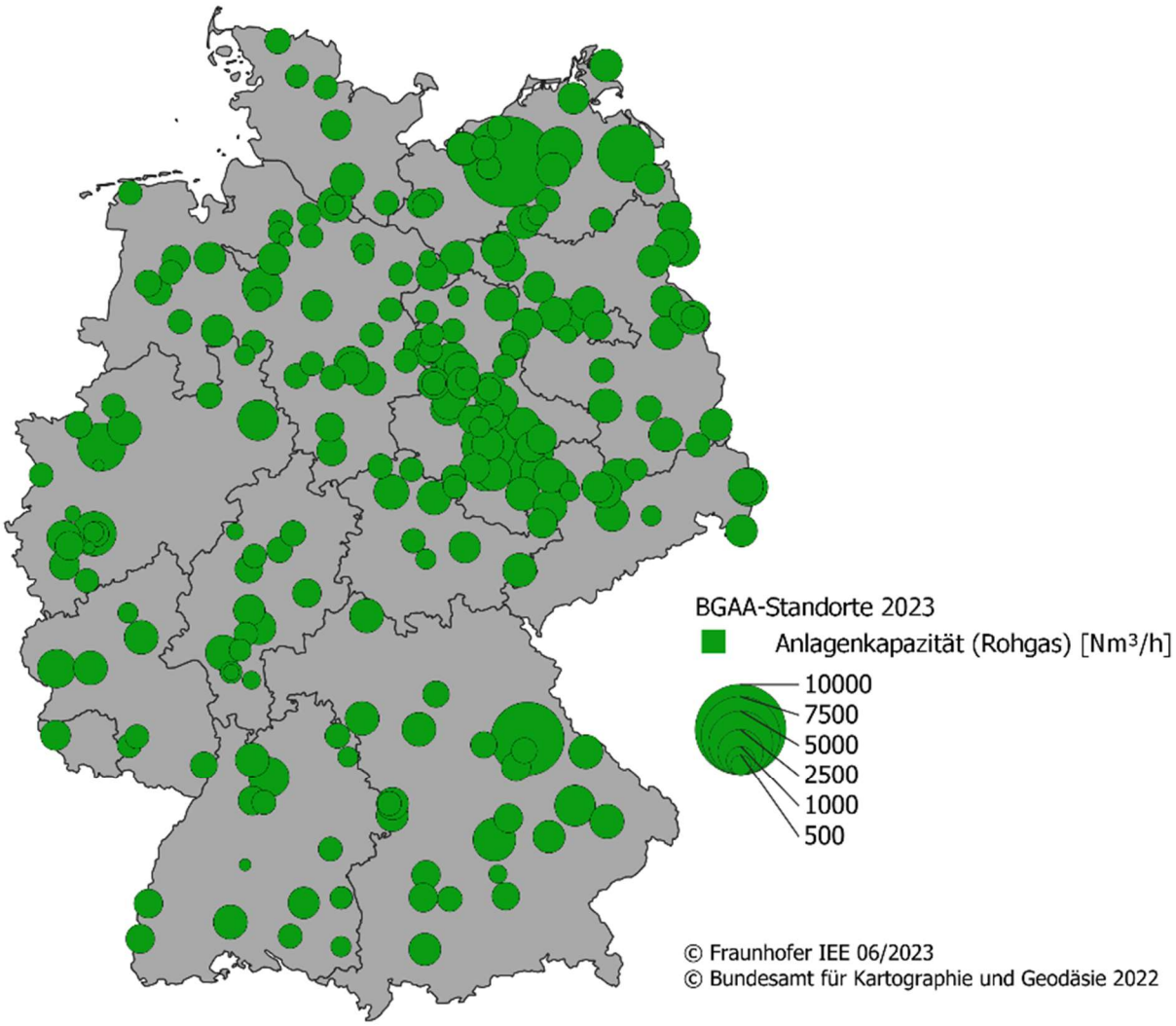


Abbildung 3-5: Räumliche Verteilung und Anlagenkapazität der Biogasaufbereitungsanlagen Ende 2022 in Deutschland [Eigene Darstellung auf Basis von [14, 15]

Eingesetzte Verfahren und Anlagentechnik zur Biogasaufbereitung

Ende 2022 befanden sich in Deutschland sieben verschiedene Verfahren, bzw. Verfahrenskombinationen mit einer Gesamtaufbereitungskapazität von 266.839 m_n^3/h Rohgas zur Biogasaufbereitung von insgesamt 21 verschiedenen Herstellern in Betrieb. Die Aufteilung der Anzahl und Aufbereitungskapazität auf die Aufbereitungsverfahren und die Anzahl der Hersteller des jeweiligen Verfahrens sind in Tabelle 3-3 dargestellt. Die Summe der Anbieter der jeweiligen Technologie ergibt 21, da drei Hersteller mehrere Verfahren anbieten und diese auch schon auf dem deutschen Markt implementiert haben. [14] Mehrfachnennungen sind daher möglich.

Tabelle 3-3: Übersicht über die Anzahl und Aufbereitungskapazität der bis Ende 2022 in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen nach Aufbereitungsverfahren [14]

Aufbereitungsverfahren	Anzahl BGAA	[m_n^3/h] Rohgas	Anzahl Hersteller
Aminwäsche	65	65.990	7
Druckwasserwäsche (DWW)	60	85.000	3
Druckwechseladsorption (PSA)	46	48.990	3
Polyethylenglykolwäsche (PGK)	46	47.370	2
Membrantrennverfahren	23	18.480	7
Membran- & Kryogentrennverfahren	1	1.000	1
Kombination Membran/Absorption	1	9	1
Gesamt	**237**	**266.839**	**21**

Abbildung 3-6 zeigt die kumulierte Entwicklung der Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 2006 bis zum 31.12.2022 unterteilt nach Aufbereitungsverfahren und bezogen auf die Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlage. Insgesamt zu erkennen ist, dass die Amin- und Druckwasserwäschen gefolgt von der Druckwechseladsorption in Deutschland die Verfahren mit der höchsten Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen sind.

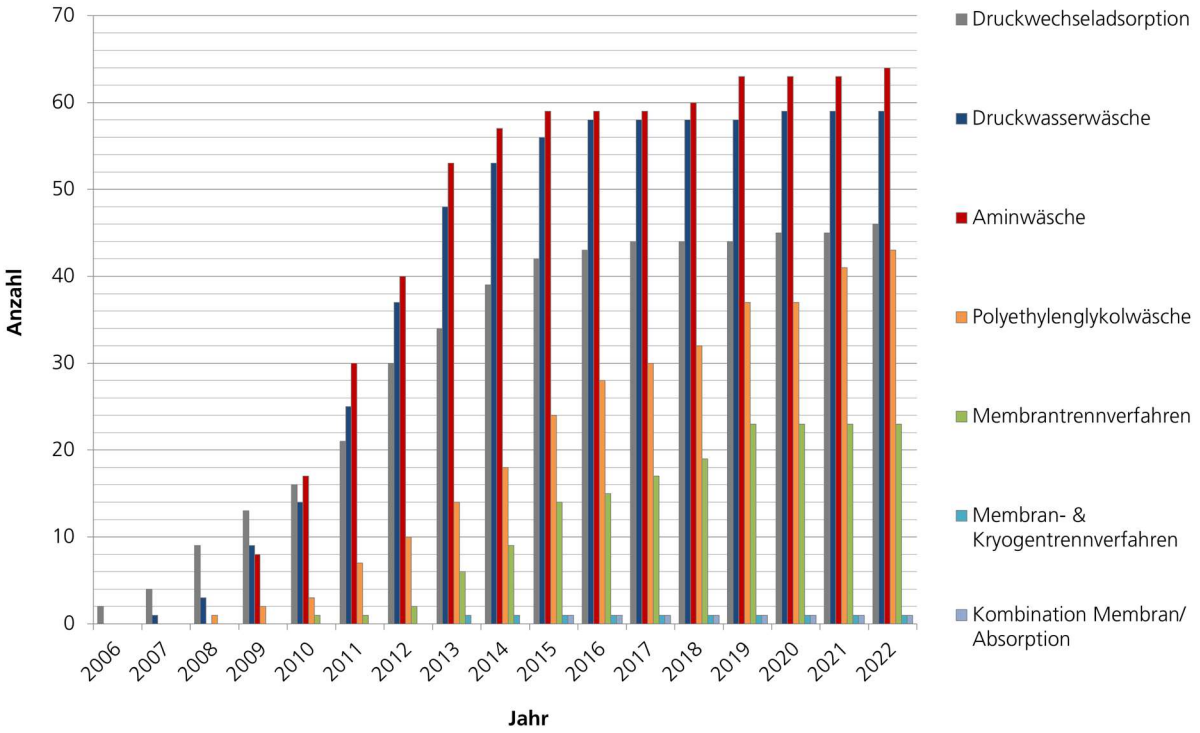


Abbildung 3-6: Entwicklung der Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 unterteilt nach Aufbereitungsverfahren [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]]

Die Marktdurchdringung der Aminwäschen beginnt in 2009 mit einem starken Wachstum von jährlich ca. zehn Anlagen bis auf – kumuliert - 53 Anlagen im Jahr 2013. In den Jahren 2014 und 2015 sinkt der Anlagenzubau der Aminwäschen auf vier, bzw. zwei Anlagen pro Jahr und stagniert von 2015 bis 2017 bei insgesamt 59 Anlagen. In 2018 und 2019 werden eine bzw. drei Anlagen zugebaut, anschließend stagniert der Wert, sodass bis Ende 2021 63 Anlagen mit Aminwaschverfahren in Betrieb waren. Diese wurden von sieben verschiedenen Herstellern realisiert, von denen sich jedoch einige aus dem Geschäftsfeld „Biogasaufbereitung" wieder zurückgezogen haben.

Die Anzahl der Anlagen mit dem Aufbereitungsverfahren Druckwasserwäsche steigt besonders in den Jahren 2011-2013 (jeweils elf bzw. zwölf Anlagen pro Jahr) und anschließend langsamer (fünf, drei, zwei Anlagen) auf insgesamt 58 Anlagen in 2016. Die Anzahl blieb konstant, bis im Jahr 2020 eine weitere Anlage zugebaut wurde und sich seitdem 59 Aufbereitungsverfahren in Betrieb befinden. Diese Anlagen wurden von drei verschiedenen Herstellern umgesetzt, wobei ein Hersteller bereits seit einigen Jahren keine Biogasaufbereitungsanlagen mehr fertigt.

Mit dem Bau der beiden Biogasaufbereitungsanlagen mit Druckwechseladsorption in 2006 wächst der Zubau der Anlagen mit diesem Verfahren kontinuierlich um zwei bis fünf Anlagen bis auf einen Anlagenbestand von 21 Anlagen in 2011. Der bisher größte jährliche Zubau von neun Anlagen erfolgte in 2012, gefolgt von jeweils vier, fünf bzw. drei Anlagen in den Jahren 2013 bis 2015. In 2016, 2017, 2020 und 2022 wird jeweils eine Anlage zugebaut, sodass der Bestand derzeit bei 46 Anlagen liegt. Für 2023 ist der Bau drei weiterer Anlagen mit Druckwechseladsorption geplant. Die Anlagen wurden von drei verschiedenen Herstellern realisiert, von denen ein Hersteller seine Aktivitäten auf dem Markt mittlerweile eingeschränkt hat.

Die Anlagen mit Polyethylenglykolwäsche zeigen von 2008 bis 2010 ein kontinuierliches Wachstum um je eine Anlage und von 2011 bis 2016 um jeweils drei bis sechs Anlagen pro Jahr. In 2017 und 2018 werden jeweils zwei Anlagen zugebaut, in 2019 fünf, in 2021 vier und in 2022 zwei Anlagen, sodass Ende 2022 insgesamt 43 Anlagen mit einer Polyethylenglykolwäsche in Betrieb waren. Diese wurden von zwei Herstellern realisiert. Für das Jahr 2023 ist ein Zubau von zwei weiteren Anlagen geplant.

Im Jahr 2010 wurde die erste großtechnische Biogasaufbereitungsanlage mit Membrantrennverfahren in Betrieb genommen und im Jahr 2012 die zweite. Von 2013 bis 2015 erfolgt hier ein Wachstum von jährlich drei bis fünf Anlagen, zwischen 2016 und 2018 ein Zubau von ein bis zwei Anlagen pro Jahr. Im Jahr 2019 kamen vier weitere Anlagen dazu. Ende 2022 befanden sich insgesamt 23 Anlagen von sieben verschiedenen Herstellern auf dem Markt. Von diesen Herstellern haben sich einige aus dem Geschäftsfeld „Biogasaufbereitung" wieder zurückgezogen.

Seit 2013 befindet sich das erste Membran- und Kryogentrennverfahren und seit 2015 die erste Anlage mit einer Kombination aus Membran- und Absorptionsverfahren in Deutschland in Betrieb [11–13, 17].

Abbildung 3-7 zeigt die kumulierte Entwicklung der Aufbereitungskapazität der in Betrieb befindlichen Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland unterteilt in die unterschiedlichen Aufbereitungsverfahren.

Im Vergleich zur Abbildung 3-6 „Entwicklung der Anzahl an Biogasaufbereitungsanlagen" ist deutlich zu erkennen, dass Ende 2018 in Deutschland die Anlagen mit dem Aufbereitungsverfahren der Aminwäsche von der Anzahl betrachtet die meisten Anlagen stellen, die größte Aufbereitungskapazität jedoch von den Druckwasserwäschen bereitgestellt wird.

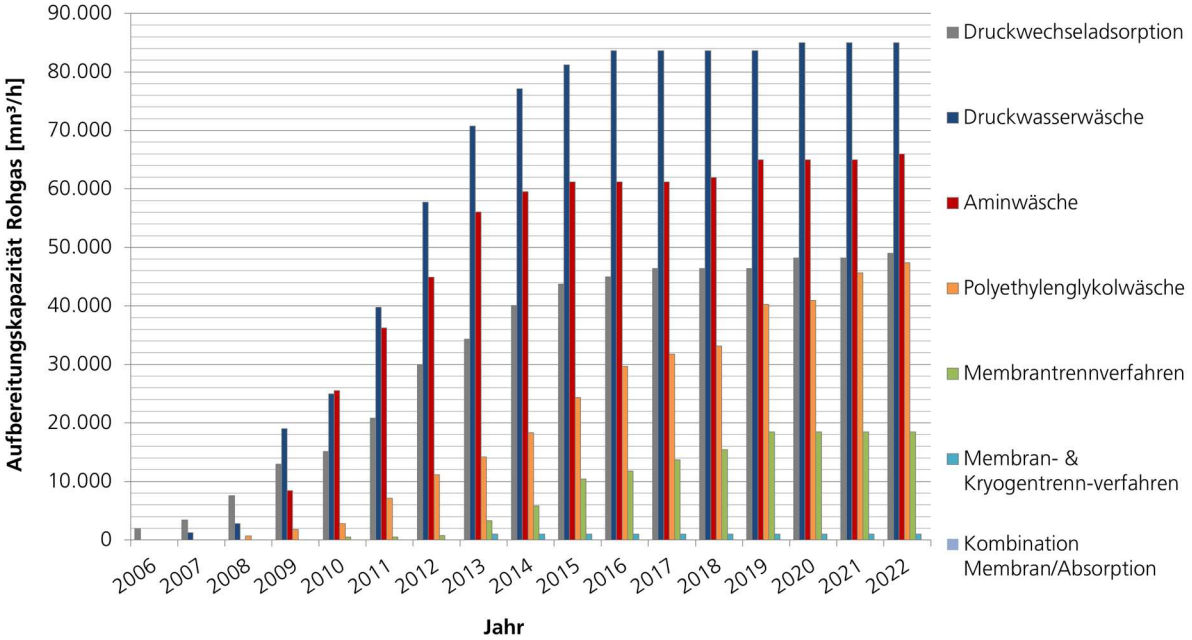


Abbildung 3-7: Entwicklung der Aufbereitungskapazität (Rohgas) unterteilt nach Aufbereitungsverfahren bei Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2022 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–15]]

Nach bisherigem Kenntnisstand speisten Ende 2022 alle Biogasaufbereitungsanlagen mit Ausnahme von drei Anlagen das Biomethan ins Erdgasnetz ein [11–15]. Damit stehen verschiedene Nutzungswege (Einsatz in der KWK (EEG), als Kraftstoff, im Wärmemarkt, die stoffliche Nutzung und der Export) offen, sodass nicht die gesamte in Biogasaufbereitungsanlagen produzierte und eingespeiste Biomethanmenge in EEG-Anlagen eingesetzt wird.

3.3. Anlagenbestand Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen (AP 6)

Die Ermittlung der Daten für die Stromerzeugung unter Inanspruchnahme der EEG-Vergütung aus Klär-, Deponie- und Grubengas erfolgte auf Basis der Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB mit dem Referenzjahr 2021.

3.3.1. Klärgas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion

Insgesamt befanden sich 2021 in Deutschland über 9.000 Kläranlagen in Betrieb. In etwa 1.200 dieser Anlagen wurde mittels einer anaeroben Vergärung (Faulung) Klärgas gewonnen. Bei einem Großteil, rund 90 %, der Anlagen mit Klärgasgewinnung wird das Klärgas verstromt [18].

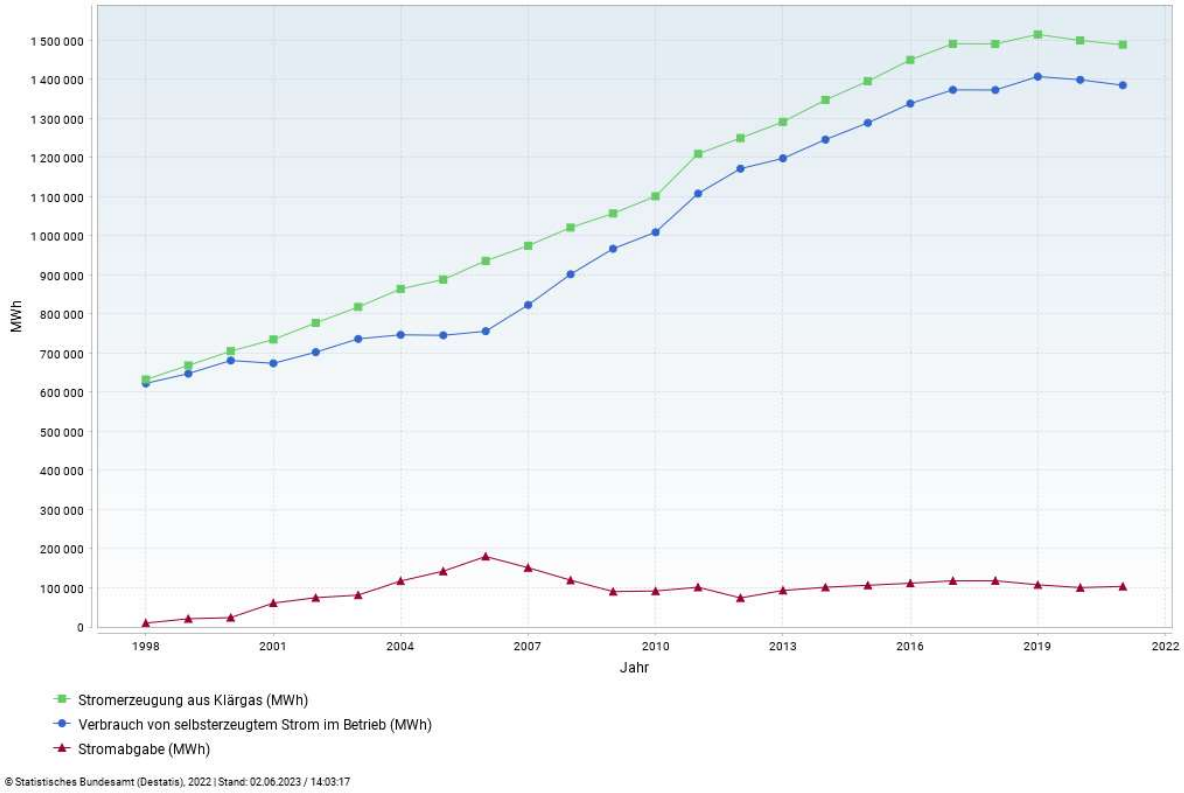


Abbildung 3-8: Zeitreihe der Stromproduktion aus Klärgas in Deutschland, 1998 – 2021; aus [18]

Ende 2021 betrug die jährliche Stromerzeugung aus Klärgas rund 1,5 TWh. Dieses Niveau war in den letzten Jahren konstant. Die grüne Kurve in Abbildung 3-8 zeigt die Entwicklung der energetischen Klärgasnutzung seit 1998. Da Kläranlagen ihren Eigenstrombedarf nur zu etwa 50 % mit Klärgas decken können, ist es naheliegend, die selbst produzierte elektrische Energie für den eigenen Bedarf zu verwenden. Die blaue Kurve in Abbildung 3-8 veranschaulicht dies.

Nur in wenigen Fällen sind Kläranlagen in der Lage, Stromüberschüsse in das externe Netz einzuspeisen, z. B. wenn die Anlagen über zusätzliche Energieerzeuger wie PV, Windkraftanlagen oder Klärschlammverbrennungsanlagen verfügen. Auch in ganz seltenen Fällen, in welchen die Strombezugskosten unter denen der EEG-Vergütung liegen, ist es angezeigt, den produzierten Strom direkt zu vermarkten oder über das EEG zu veräußern. Daher betrug die von Kläranlagen nach außen abgegebene Strommenge in den letzten Jahren lediglich 0,1 TWh/a (rote Kurve in Abbildung 3-8).

Die EEG-Vergütung für Klärgas ist abhängig vom Jahr der Inbetriebnahme und der Bemessungsleistung und liegt aktuell bei 5,93 ct/kWh$_{el}$ für Neuanlagen unter 500 kW$_{el}$ (§ 41 (2) EEG 2023). Demgegenüber stehen in der Regel deutlich höhere Strombezugskosten und ein hoher Eigenstrombedarf der Kläranlagen. Die jährlich in Deutschland in Kläranlagen insgesamt erzeugte Strommenge steigt von 1.291 GWh in 2013 auf 1.500 GWh in 2021 [18]. Demgegenüber sinkt die jährliche EEG-Stromerzeugung von knapp 90 GWh in 2013 auf 58 GWh in 2021. Damit lag der Anteil der EEG-Stromerzeugung aus Klärgas an der gesamten Strom-Jahresarbeit von Klärgas in 2013 bei ca. 7 % und sank bis 2021 auf knapp 4 %.

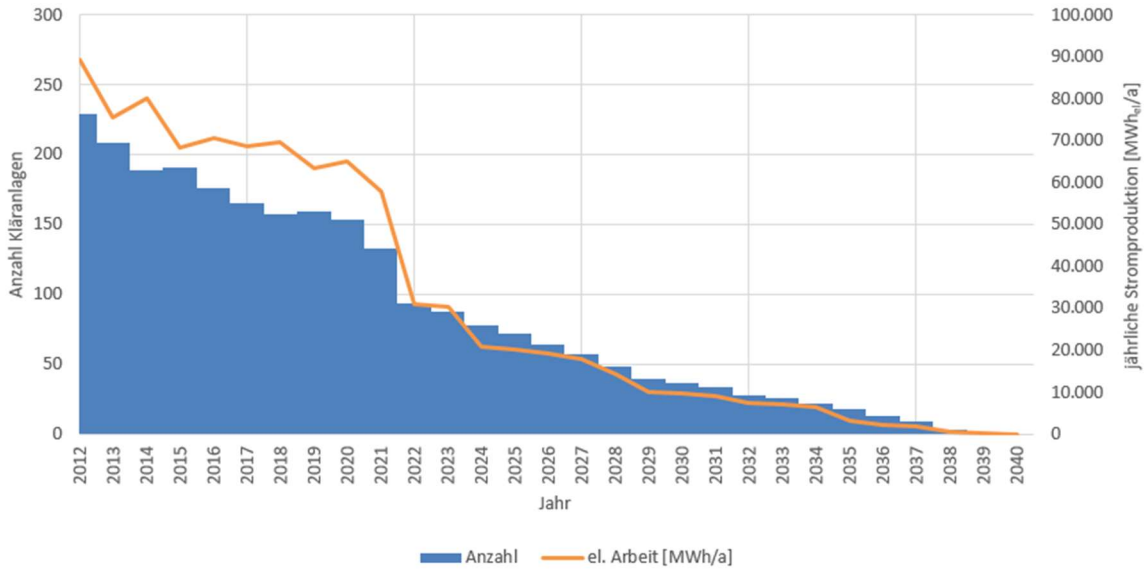


Abbildung 3-9: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20]

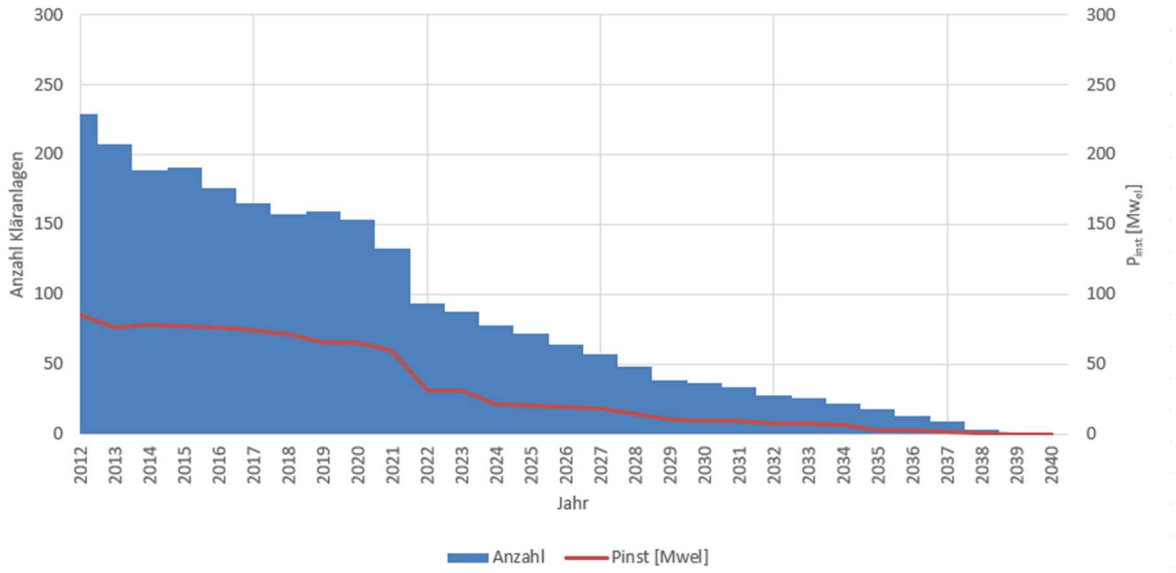


Abbildung 3-10: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20]

Sowohl die Anzahl als auch die installierte Leistung der Kläranlagen mit EEG-Förderung von 2012 bis 2021 ist rückläufig (Abbildung 3-10). Während in 2012 noch 229 Kläranlagen-Standorte mit einer installierten Leistung von rund 85 MW_{el} Strom nach EEG ins Netz einspeisten, waren es 2021 noch 133 Kläranlagen mit einer installierten Leistung von ca. 60 MW_{el}.

Es ist zu erwarten, dass im Jahre 2040 die EEG-Förderung für die letzte Kläranlage ausläuft. Der weitere Betrieb ohne EEG-Förderung ist wegen der hoheitlichen Aufgabe der Abwasserreinigung und der wirtschaftlich notwendigen Eigenversorgung mit elektrischer Energie sichergestellt. Ein flexibler Betrieb der Klärgas-BHKW wird kaum realisiert, weil negative Auswirkungen auf die Belebungsstufe befürchtet werden. Es werden jedoch geringe Mengen in der Sekundär-Regelenergie vermarktet. Zur Flexibilisierung von Klärgas-BHKW laufen jedoch einige F&E-Vorhaben. [21–23]

3.3.2. Deponiegas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion

Deponiegas entsteht in Deponien aufgrund biologischer Abbauprozesse bei der Ablagerung von organischen Abfällen. Mit dem Verbot der Ablagerung von unbehandelten organischen Abfällen seit Juli 2005 sinkt das Deponiegasaufkommen stetig [24]. Es kann überschlägig von einer Abnahme von 3 % pro Jahr ausgegangen werden [25].

Im Gegensatz zu Kläranlagen wird die erzeugte elektrische Energie von Deponiegasanlagen nicht zur Deckung des Eigenstrombedarfs, sondern nahezu vollständig zur Netzeinspeisung mit Vergütung nach EEG genutzt.

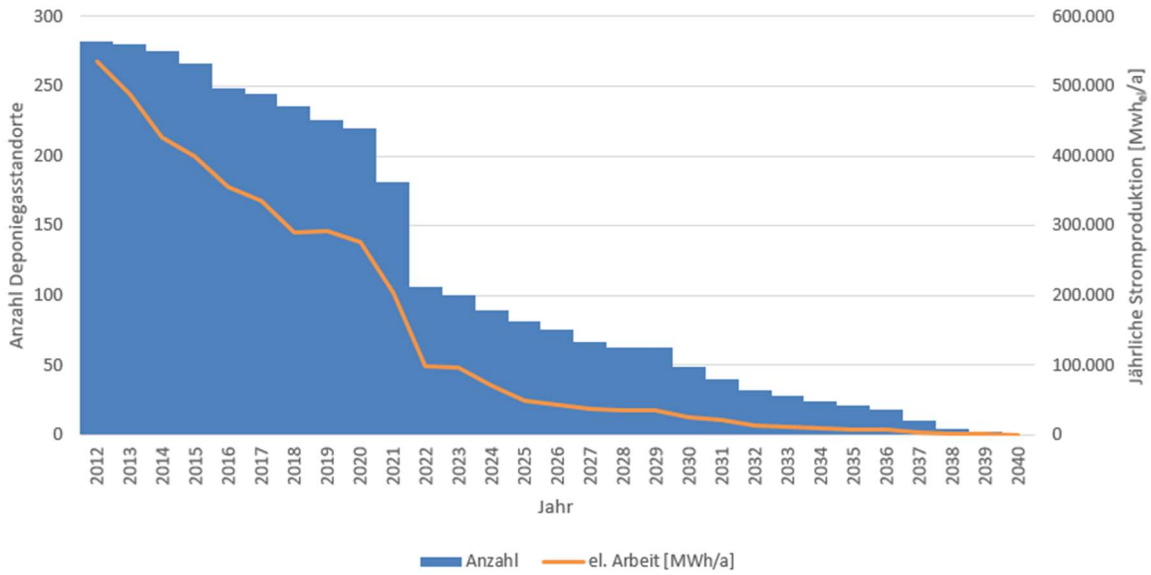


Abbildung 3-11: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20]

Abbildung 3-11 und Abbildung 3-12 zeigen die Entwicklung der Bruttostromerzeugung und der installierten elektrischen Leistung von Deponiegasanlagen in Deutschland von 2012 bis 2021 mit einer Abschätzung der Entwicklung bis 2040. Die installierte elektrische Leistung der Deponiegasanlagen steigt von 59 MW in 1990 auf 193 MW in 2000, stagniert in 2001 und steigt weiter bis auf ihr Maximum mit 268 MW in 2008 [25]. Seit 2008 ist die installierte elektrische Leistung rückläufig und sinkt bis 2021 auf 122 MW. Wie die installierte elektrische Leistung wächst auch die Stromerzeugung von 188 GWh

in 1990 auf 812 GWh in 2000. In 2001 sinkt die Stromproduktion auf 748 GWh, steigt bis zum Jahr 2003 auf 793 GWh wieder leicht an und erreicht ihr Maximum in 2006 mit 1.092 GWh [25]. Nach 2006 sinkt die Bruttosstromproduktion deutlich ab, sodass in 2021 insgesamt noch rund 200 GWh Strom aus Deponiegas erzeugt wurden. [19, 20]

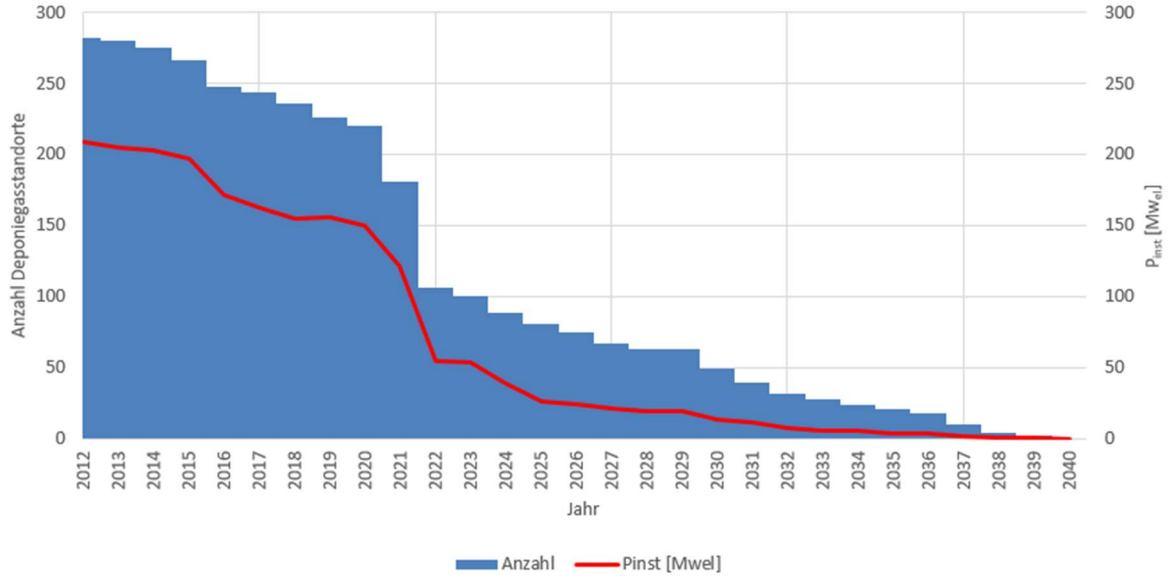


Abbildung 3-12: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20]

In Abbildung 3-11 und in Abbildung 3-12 ist jeweils auch die Anzahl von Deponiegas-Standorten mit EEG-Stromeinspeisung in Deutschland von 2012 bis 2021 mit einer Abschätzung bis 2040 aufgezeigt. Die Entwicklung von Deponiegas-Standorten sinkt von 2012 bis 2021 von 282 auf 181 Standorte.

Es ist zu erwarten, dass im Jahre 2040 die EEG-Förderung für die letzte Deponiegasanlage ausläuft. Auch ohne EEG-Förderung werden diese Anlagen weiter betrieben werden, um schädliche Auswirkungen durch Deponiegas an Menschen und Umwelt zu verhindern. Ein flexibler Betrieb der Deponiegas-BHKW ist nur schwer realisierbar, was auf die möglichst konstant und kontinuierlich zu betreibende Deponiekörperabsaugung zurückzuführen ist. Es werden jedoch geringe Mengen in der Sekundär-Regelenergie vermarktet.

3.3.3. Grubengas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion

Grubengas entsteht bei der untertägigen Gewinnung von Steinkohle und ist eine unvermeidbare Begleiterscheinung sowohl beim aktiven als auch beim stillgelegten Steinkohlenbergbau [68]. Grubengas fällt nur in den Bundesländern Nordrhein-Westfalen und Saarland an, wobei im Saarland seit der Schließung des letzten Bergwerks Saar in Ensdorf am 30.06.2012 Grubengas nur noch aus inaktivem Bergbau anfällt. Mit dem Ende der aktiven Steinkohlenförderung in Deutschland Ende 2018 wird Grubengas zukünftig auch in Nordrhein-Westfalen nur noch aus dem inaktiven Bergbau anfallen. Bezogen auf Langfristprognosen ist hier nach Angaben von Branchenakteuren für 2035 im Saarland noch mit rund 50 % und im Ruhrgebiet noch mit rund 35 % des heutigen Grubengasanfalls zu rechnen [26].

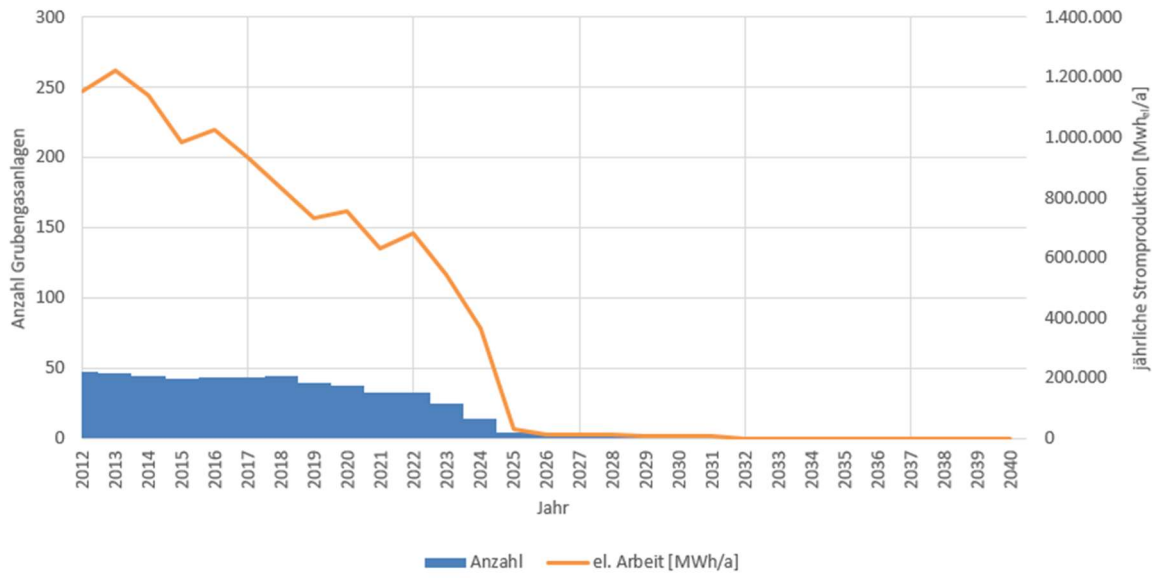


Abbildung 3-13: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20]

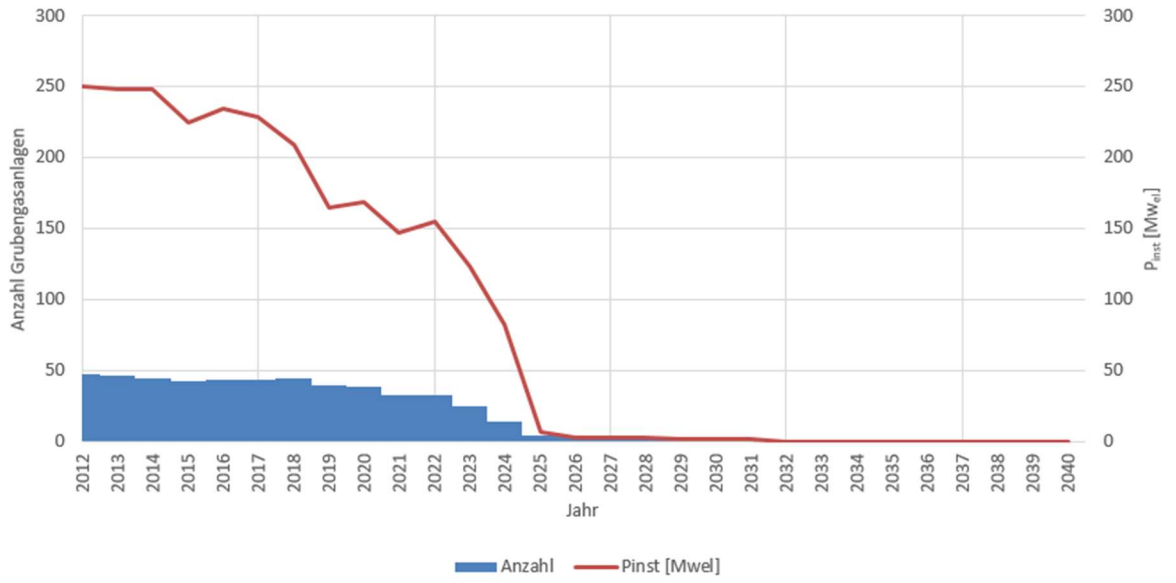


Abbildung 3-14: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2021; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [19, 20]

Abbildung 3-13 zeigt die Entwicklung der Stromproduktion aus Grubengas, die durch das EEG gefördert wird, für Nordrhein-Westfalen und das Saarland in den Jahren 2012 bis 2021. Die höchste erzeugte Strommenge mit knapp 1,6 TWh wurde im Jahr 2007 erreicht. Nach einem kontinuierlichen Rückgang bis auf 1,1 TWh in 2011 [25], stieg die Stromerzeugung in 2012 und 2013 wieder leicht auf ca. 1,2 TWh an. Seitdem sinkt die Stromproduktion bis 2021 auf 0,63 TWh_{el}.

Abbildung 3-14 zeigt die Entwicklung der Anzahl und der installierten elektrischen Leistung von Grubengas-Standorten mit Stromeinspeisung nach EEG in Deutschland von 2012 bis 2021 mit einer Abschätzung bis 2040. Zu erkennen ist hier, dass sich die elektrische Leistung von 2012 bis 2021 fast

halbiert hat. Im Jahr 2012 waren an 47 Standorten BHKW mit 250 MW_{el} installiert. 2021 waren an 33 Standorten nur noch Grubengas-BHKW mit einer installierten Leistung von ca. 147 MW_{el} vorhanden.

Es wird davon ausgegangen, dass sich die gesamte Stromproduktion aus Grubengas-BHKW in der EEG-Vergütung befindet. 2011 wurde die derzeit letzte Grubengasanlage in Nordrhein-Westfalen in Betrieb genommen. Seitdem sinkt die Zahl der im Marktstammdatenregister gemeldeten Anlagen von 47 im Jahr 2012 bis auf 33 im Jahr 2021.

Es ist zu erwarten, dass im Jahre 2031 die EEG-Förderung für die letzte Grubengasanlage ausläuft. Der weitere Betrieb ohne EEG-Förderung hängt davon ab, inwieweit sich diese Anlagen über die Strombörse finanzieren können. Aktuell ist dies der Fall. Ein flexibler Betrieb der Grubengas-BHKW ist laut Rückmeldung eines Grubengas-BHKW-Betreibers nur schwer realisierbar, was auf die möglichst konstant und kontinuierlich betriebene Grubengasabsaugung zurückzuführen ist. Es werden jedoch geringe Mengen in der Sekundär-Regelenergie vermarktet [27].

3.4. Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG (AP 5)

Nicht alle Anlagen, die Biomasse zur Stromerzeugung einsetzen, sind nach dem EEG förderberechtigt, sodass eine Unterscheidung vorgenommen werden muss. Laut dem von der Bundesnetzagentur und dem Bundeskartellamt herausgegebenen Monitoringbericht 2022 ist eine EEG-Anlagenleistung in Höhe von 4,4 GW nicht nach dem EEG förderberechtigt [28]. Die größten Anteile entfallen hierbei auf Anlagen, welche Wasser (3,3 GW) und Abfall (1,0 GW) zur Stromerzeugung nutzen. Beim Energieträger Abfall wird lediglich der biogene Anteil den Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch nach dem EEG zugeordnet, während die anderen 1,0 GW Erzeugungsleistung den konventionellen Energien zugeschrieben werden. Im Jahr 2021 erzeugten die Erneuerbaren Energien ohne Zahlungsanspruch 16,3 TWh Strom, von denen 12,2 TWh auf Lauf- und Speicherwasserkraftwerke und 4,0 TWh auf die mit biogenem Abfall befeuerten Anlagen entfielen [28].

Im Folgenden werden Auswertungen der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 11/2022) [29] vorgenommen, in welcher Bestandskraftwerke in Deutschland mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MW_{el} einzeln aufgeführt sind, sowie Nicht-EEG-Anlagen kleiner als 10 MW_{el}. Hinsichtlich der Bioenergieanlagen außerhalb des EEG erfolgt zunächst eine Auswertung von Biomasse-HKW in Unternehmen der Papier- und Zellstoffindustrie, welche in Tabelle 3-4 aufgezeigt werden. Hier fand eine Aktualisierung der Angaben aus dem Vorgängervorhaben [25] unter Berücksichtigung der Anlagenstamm- bzw. Bewegungsdaten der BNetzA aus dem Jahr 2021 [19, 20] statt. Nachfolgend ist ferner eine Betrachtung konventioneller Anlagen dargestellt, welche Biomasse als Zusatz- bzw. Ersatzbrennstoff einsetzen (vgl. Tabelle 3-5, Stand 04/21) sowie Anlagen zur thermischen Abfallverwertung, die als Hauptbrennstoff Abfall sowie den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen aus Haushalten und Industrie nutzen (vgl. Tabelle 3-6). In Tabelle 3-5 konnte seit Januar 2021 keine Aktualisierung durchgeführt werden, da die Information hinsichtlich der Zusatzbrennstoffe in der Kraftwerksliste von November 2022 nicht mehr aufgeführt ist.

Tabelle 3-4: Übersicht von Biomasse-HWK der Papier- und Zellstoffindustrie sortiert nach elektrischer Nennleistung (IEE in Anlehnung an [25, 29–32])

Unternehmen/ Kraftwerks-betreiber	IBN (EEG-Vergütung seit)	Haupt-brennstoff	Zusatz- / Ersatz-brennstoffe (EBS)	EEG Förder-berechtigt (ja/nein)	Elektrische Nennleistung in MW
Zellstoff Stendal GmbH	2004 (2009)	Biomasse	Heizöl, Erdgas	ja	140,28
Stora Enso Maxau GmbH	2010	Biomasse	Steinkohle (bei zu feuchter Biomasse), Schlämme, Ersatzbrennstoff, Erdgas i.d.R. zur Stützfeuerung	nein	112,0
Zellstoff- und Papierfabrik Rosenthal GmbH	1999 (2009)	k. A.	k. A.	ja	53,51
Model Sachsen Papier GmbH	1993	Erdgas	Papierfaser-schlamm	nein	45,68
Essity Operations Mannheim GmbH	1966 / 2000 (2003)	Sulfitablauge	Biomasse / Erdgas	ja	73,91

Unternehmen/ Kraftwerks-betreiber	IBN (EEG-Vergütung seit)	Haupt-brennstoff	Zusatz- / Ersatz-brennstoffe (EBS)	EEG Förder-berechtigt (ja/nein)	Elektrische Nennleistung in MW
Heizkraftwerk der Sappi Stockstadt GmbH	1970, (2000)	Ablauge aus Zellstoff-herstellung	Heizöl als Stützfeuerung	ja	17,52
UPM GmbH, Werk Schwedt	2009	Biomasse	Reststoffe aus der Papierherstellung , Altholz; alt. HEL, Erdgas	nein	(13,3)
Sappi Ehingen GmbH	1990 (2000)	Biomasse	Erdgas (Stützfeuerung)	ja	13,21
Sappi Alfeld GmbH	1988 (2003)	k. A.	k. A.	ja	13,0
UPM GmbH, Werk Schongau	1989	Reststoffe aus Altpapierauf-bereitung	k. A.	nein	6,0
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH & Co. KG	2006	Biogas	k.A.	nein	2,0
Gesamt					**476,25**

Als Hauptenergieträger kommen neben Biomasse-Brennstoffen aus der Holzaufbereitung (Holzreste und Rinde) im Wesentlichen Ablauge aus der Zellstoffproduktion oder Reststoffe aus der Altpapier-aufbereitung (Faserschlamm und Spuckstoffe) zum Einsatz. Auch wird Biomasse, neben weiteren Energieträgern wie Heizöl, Erdgas, Steinkohle, Papierfaserschlamm oder Reststoffen, zum Teil als Zusatz- bzw. Ersatzbrennstoff (EBS) genutzt. Je nach Anteil der Biomasse-Mitverbrennung und Leistungsgröße sind einige dieser Biomasse-HKW nach dem EEG – zumindest teilweise – förder-berechtigt. Bei Stromerzeugungskapazitäten im Leistungsbereich größer als 20 MW_{el} verringert sich dieser Anspruch jedoch.

Insgesamt werden elf Anlagen mit einer Gesamtleistung von ca. 476 MW_{el} in Tabelle 3-4 aufgelistet. Da die Anlage in Schwedt laut der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vorläufig stillgelegt ist, wird die Leistung dieser Anlage in der Gesamtsumme nicht berücksichtigt. Sechs der Anlagen in Tabelle 3-4 sind nach dem EEG förderberechtigt. Auf Grundlage der Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber ergibt sich für diese nach dem EEG vergütungsfähigen Anlagen eine Stromerzeugung für das Jahr 2021 in Höhe von ca. 1,400 TWh_{el} [19, 20]. Die Auslastung dieser Anlagen lag in der Bandbreite zwischen ca. 1.444 und 6.298 Vollbenutzungsstunden jährlich. Unter der Annahme einer Betriebsweise mit 6.000 Volllaststunden ergibt sich für die nicht nach EEG förderfähigen Biomasse-HKW der Papier- und Zellstoffindustrie aus Tabelle 3-4 eine jährliche Stromerzeugung von insgesamt etwa 1,062 TWh_{el}.

Zusätzlich befinden sich in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 01/2021) ebenfalls 18 Anlagen bzw. konventionelle Kraftwerkseinheiten, bei denen Biomasse (Biogas, Holzpellets, Holz, etc.) in nicht bekanntem Anteil als Zusatz- bzw. Ersatzbrennstoff ausgewiesen werden. Diese Nicht-EEG-Anlagen verwenden als Hauptbrennstoff Steinkohle, Erdgas, Braunkohle oder Abfall. Die elektrische Nennleistung der Anlagen beträgt zwischen 11,4 und 89,0 MW. Abzüglich einer vorläufig

und zwei endgültig stillgelegten Anlagen beläuft sich die installierte Leitung auf rund 474 MW_{el}. Eine Übersicht dieser Anlagen zeigt Tabelle 3-5. Die beiden endgültig stillgelegten Anlagen sind hier nicht aufgeführt und bei der vorläufig stillgelegten Anlage ist die installierte elektrische Leistung in Klammern angegeben.

Tabelle 3-5: Übersicht von HWK außerhalb des EEG, welche Biomasse als Zusatzbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung [31]

Unternehmen/ Kraftwerks-betreiber	Inbetrieb-nahme	Haupt-brennstoff	Zusatz- / Ersatz-brennstoffe (EBS)	Elektrische Nennleistung in MW
Vattenfall Wärme Berlin AG	27.02.1990	Steinkohle	Holz	89,0
Energieversorgung Offenbach AG	15.02.1990	Steinkohle	Biomasse	54,0
DS Smith Paper Deutschland GmbH	28.01.2013	Erdgas	Biogas	47,0
RWE Power AG	01.01.1992	Braunkohle	Klärschlamm, Biomasse Sonstige Energieträger	(40)
Nordzucker AG	20.09.1965	Erdgas	Biogas, Mineralölprodukte	40,0
Stadtwerke Flensburg GmbH	23.01.1989	Steinkohle	EBS / Biomasse	33,0
Stadtwerke Flensburg GmbH	24.05.1985	Steinkohle	EBS / Biomasse	33,0
Kraftwerk Schwedt GmbH & Co. KG	01.04.2011	EBS	Biogas, Erdgas, Heizöl	28,9
Universitätsklinikum Freiburg AdöR	01.01.2001	Erdgas	Holzpellets	27,0
Nordzucker AG	01.09.1994	Biogas	Biogas	23,4
ADM Hamburg Aktiengesellschaft	01.07.1993	Erdgas	Biogas	22,5
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	31.03.2014	Braunkohle	Biogas	20,3
Nordzucker AG, Werk Clauen	15.09.2003	Erdgas	Biogas	17,1
Smurfit Kappa Zülpich Papier GmbH	02.08.2010	Braunkohle-briketts 75 %, Sek.Brennstoff 20 %, Biogas 5 %	Rejekt + Biogas	14,4
DS Smith Paper Deutschland GmbH	01.01.1990	Erdgas	Biogas	13,2
Pfeifer & Langen GmbH & Co. KG	23.09.2002	Erdgas	Biogas, Schweröl, Leichtöl	11,4
Gesamt				**474,2**

Schließlich werden in der Kraftwerksliste der Bundenetzagentur 13 nicht EEG-berechtigte Anlagen mit einer kumulierten Kraftwerksleistung von 325,23 MW_{el} der thermischen Abfallverwertung aufgelistet, welche als Hauptbrennstoff Abfall sowie den biologisch abbaubaren Anteil von Abfällen

aus Haushalten und Industrie nutzen. Die elektrische Nennleistung der einzelnen Anlagen beträgt zwischen 11 und 47 MW. Eine Übersicht dieser Anlagen zeigt Tabelle 3-6.

Tabelle 3-6: Übersicht von HWK außerhalb des EEG, welche Abfall als Hauptbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung [29, 31, 32]*

Unternehmen/ Kraftwerks-betreiber	Inbetrieb-nahme	Zusatz- / Ersatz-brennstoffe (EBS)	Elektrische Nennleistung in MW
Enertrec Hameln GmbH	05.08.1952	k.A.	46,86
EEW Energy from Waste Helmstedt GmbH	31.03.1999	k. A.	37,5
MVA Bielefeld-Herford GmbH	01.07.1981	k. A.	34,0
EWE Energy from Waste Premnitz GmbH	18.12.2005	k. A.	33,67
Müllheizkraftwerk Rothensee GmbH	08.09.2006	k. A.	29,2
Müllheizkraftwerk Rothensee GmbH	17.07.2005	k. A.	29,2
EEW Energy from Waste Hannover GmbH	01.06.2005	k. A.	27,2
EEW Energy from Waste Großräschen GmbH	01.12.2007	k. A.	25
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH (MHKW Pirmasens)	01.01.1999	k. A.	15
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH (TREA Breisgau)	15.07.2005	k. A.	13,6
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH (AHKW Neunkirchen)	02.06.1977	k. A.	11,6
EEW Energy from Waste Stapelfeld GmbH	01.10.1979	k. A.	11,4
EEW Energy from Waste Göppingen GmbH	01.07.1975	k. A.	11,0
Gesamt			**325,23**

* Hauptbrennstoff: Abfall, biologisch abbaubarer Anteil von Abfällen aus Haushalt und Industrie

In der Kraftwerksliste der BNetzA [32] werden weiterhin Biomasseanlagen, welche nicht nach dem EEG förderberechtigt sind und eine Erzeugungskapazität kleiner als 10 MW_{el} aufweisen, in Summe mit 22,67 MW_{el} beziffert.

3.5. Szenarien der Anlagenentwicklung (AP 2)

Im Gegensatz zu den vorangegangenen Berichten wird hier eine andere Methodik zur Simulation der Anlagenentwicklung verwendet. Bisher wurde ein MS Excel-basierter Berechnungsansatz genutzt, der auf einem höheren Aggregationsniveau (Anlagenkategorien und Jahrgänge) die zukünftigen Entwicklungen abschätzt. Das Ausschreibungsdesign wurde in der bisherigen Methodik nur sehr stark vereinfacht abgebildet. So wurde z. B. angenommen, dass die Anlagen direkt nach der Zuschlagserteilung auch in (Anschluss-) Betrieb gehen und eine Abbildung der Regelungen für die Südquote oder die endogene Mengensteuerung fehlten aus Gründen der Komplexitätsreduktion ebenfalls. Am DBFZ wird im Rahmen eines Promotionsvorhabens eine neue Methodik auf der Basis der Programmiersprache Python entwickelt, die ohne die zuvor genannten Vereinfachungen der Excel-basierten Methodik auskommt und daher eine realistischere Abbildung des Ausschreibungsverfahrens ermöglicht. Die Methodik verfolgt einen Agentenbasierten Ansatz und erlaubt so die Simulation der Bestandsentwicklung auf Anlagenebene. Das EEG-Monitoring dient als erster Anwendungsfall dieser neuen Methodik, sie baut aber konzeptionell auf den bisherigen Vorarbeiten auf, so dass eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse gewährleistet ist. Das Python-basierte Berechnungswerkzeug wird als Portfoliotool 2.0 (PFT2) bezeichnet. Im Vergleich zum Vorgängervorhaben wurde außerdem eine höhere Auflösung für die Anlagenkategorien umgesetzt, so dass für Biomasseanlagen jetzt insgesamt 10 verschiedene Kategorien ausgewiesen werden. Weiterhin wurden auch 3 weitere Kategorien für Klärgas-, Deponiegas- und Grubengas-BHKW erfasst.

Die Entwicklung der Stromerzeugung und installierten Leistung aus Biomasse- und Biomethan-Anlagen im EEG hängt neben den Vorgaben des EEG und weiterer rechtlicher Rahmenbedingungen von einer Vielzahl von ökonomischen und weiteren Faktoren ab, die eine exakte Prognose erschweren. Um eine gewisse Spannbreite der möglichen zukünftigen Entwicklungen abzubilden, werden zwei Szenarien der Anlagenentwicklung dargestellt: ein Realszenario und ein Maximalszenario.

Im „**Realszenario**" solle den eher schwierigen Marktbedingungen und regulativen Hürden Rechnung getragen werden, die in der Vergangenheit zu einer deutlichen Unterzeichnung der Biomasse-Ausschreibungen geführt haben. Es erfolgt also eine eher konservative Setzung von Annahmen. Dabei geht ebenfalls die vermutlich auch zukünftig begrenzte Bereitschaft gegenwärtiger und potenzieller Anlagenbetreiber zur Verlängerung des Vergütungszeitraums nach § 39h EEG 2021 bzw. zur Errichtung neuer Anlagen mit ein. Dieses Szenario schließt somit die Möglichkeit einer Unterzeichnung der folgenden Ausschreibungsrunden für Biomasse mit ein. In Bezug auf die Inanspruchnahme der Option einer Verlängerung des Vergütungszeitraums für Bestandsanlagen im Rahmen der Ausschreibungen wird je nach Anlagenkategorie (NawaRo-dominierte Anlagen, feste Biomasse, Biogas aus Abfall) ein spezifischer Prozentsatz an Anlagen zugrunde gelegt, die von dieser Option Gebrauch machen. Dieser Prozentsatz basiert auf der Befragung von Anlagenbetreiber (DBFZ-Betreiberbefragungen) sowie Berichten aus der einschlägigen Fachpresse. Es wird eine vereinfachte pauschale Zuschlagsreihenfolge festgelegt, bei der zuerst Bestands- und dann Neuanlagen bezuschlagt werden. In einem zweiten Schritt wird eine Zuschlagsreihenfolge für die drei Anlagenkategorien in den Ausschreibungen festgelegt: Feste Biomasseanlagen, Abfall-Biogasanlagen, NawaRo-Biogasanlagen.

Im Falle einer Unterzeichnung einer Ausschreibung (weniger Gebotsvolumen als Auktionsvolumen) im Modell wurden die Zuschläge gemäß § 39 d EEG 2023 auf 80 % der Gebotsmenge beschränkt (endogene Mengensteuerung). Infolgedessen wurden nicht bezuschlagte Gebote auf die Ausschreibungen des Folgejahres verschoben und damit unterstellt, dass Anlagenbetreiber ohne erfolgreichen Zuschlag ihr Angebot in der Folgerunde erneut einreichen werden. Hinsichtlich der Bereitschaft potenzieller Anlagenbetreiber zur Entwicklung neuer Anlagen(standorte) wurden durchschnittliche Zubaumengen des vergangenen Jahrzehnts herangezogen und bei Bedarf an gegenwärtig zu beobachtende veränderte Markttrends angepasst. Aufgrund begrenzter Erfahrungen mit den im EEG 2023 eingeführten gesonderten Ausschreibungen für hochflexible Biomethananlagen, bei denen zudem in der ersten Gebotsrunde eine nahezu vollständige Ausschöpfung zu beobachten war, aber in der zweiten und dritten Runde kaum Gebote angegeben wurden, wird im Realszenario nur eine anteilige Ausschöpfung der Biomethan-Ausschreibungsvolumen angenommen.

Um einerseits die potenzielle Entwicklung aufzuzeigen, die bei günstigen Marktbedingungen unter den Vorgaben des EEG bestenfalls möglich ist (primär nach Maßgabe der Ausschreibungsvolumina sowie der vergütungsfähigen Bemessungsleistungen), wird zunächst ein „**Maximalszenario**" („max") entworfen. Dieses geht von einer vollständigen Ausschöpfung der Ausschreibungsvolumina für Biomasse und Biomethan aus, und unterstellt zudem eine durchschnittliche Auslastung der Anlagen im Umfang der maximal vergütungsfähigen Bemessungsleistung. Bei der Zeichnung der Ausschreibungen für Biomasse wird zunächst eine Verlängerung sämtlicher Bestandsanlagen, die für die Ausschreibungen qualifiziert sind und deren Vergütungszeitraum im Jahr der Ausschreibung endet, unterstellt. Dabei erhalten im verwendeten Modell zunächst Anlagen der Kategorie mit den geringsten durchschnittlichen Stromgestehungskosten einen Zuschlag, gefolgt von der Kategorie mit den nächsthöheren durchschnittlichen Kosten usw. Hieraus ergibt sich folgende Zuschlagsreihenfolge: Feste Biomasse, Abfall, NawaRo-dominierte Anlagen, Biomethan. Auf Basis von Einschätzungen von Fachverbänden und mit Blick auf die Investitionsrisiken im Rahmen von Ausschreibungen wird weiterhin vereinfachend angenommen, dass Bestandsanlagen die veränderten Vorgaben zur vergütungsfähigen Bemessungsleistung durch eine Reduktion der Stromerzeugung (Reduktion Substrateinsatz) anstelle eines Zubaus an installierter Leistung erfüllen („downsizing"). Nach der Inanspruchnahme von Ausschreibungsvolumina durch Bestandsanlagen verbleibende Volumina werden auf Neuanlagen der Kategorien Abfall, feste Biomasse und NawaRo-dominierte Anlagenkonzepte aufgeteilt. Der jährlich maximal mögliche Ausbau von Abfallanlagen wird dabei begrenzt, um den begrenzten Mengen biogener Abfälle bzw. Erschließungsrestriktionen Rechnung zu tragen.

Die Annahmen zu den Szenarien, u. a. die Verteilungen der Biomasse-Bestandsanlagen nach Art der Biomasseanlage und den möglichen Post-EEG-Optionen (hier: Ausschreibungen, sonstige Direktvermarktung, Aufbereitung zu Biomethan und Rückbau) sowie die resultierenden Anlagenleistungen und Strommengen sind für beide Szenarien im Anhang aufgeführt (vgl. Anhang 9.1 Realszenario sowie Anhang 9.2 Maximalszenario).

Die Entwicklung der installierten Leistung und der korrespondierenden erzeugten Strommengen nach EEG 2023 sind für die Biomasseanlagen nach Art der Biomasse in Abbildung 3-15 für das Realszenario und in Abbildung 3-16 für das Maximalszenario dargestellt.

Realszenario:

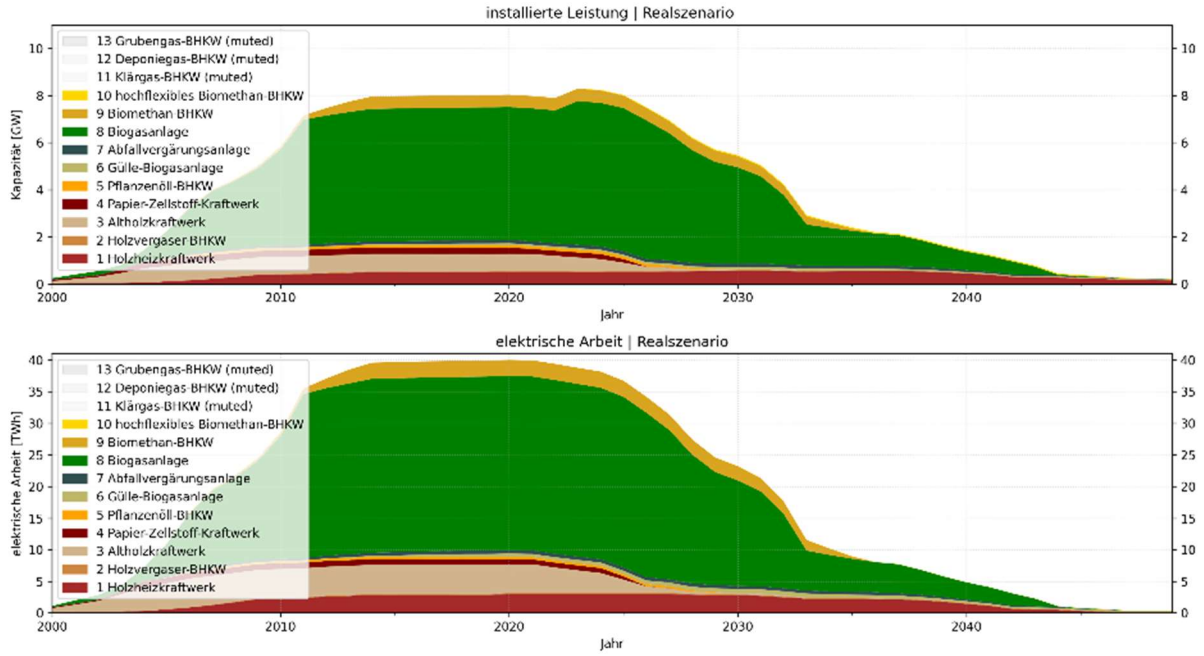


Abbildung 3-15: Entwicklung der installierten Leistung und erzeugten Strommengen nach EEG 2023 im Realszenario (DBFZ, 05/2023)

Maximalszenario:

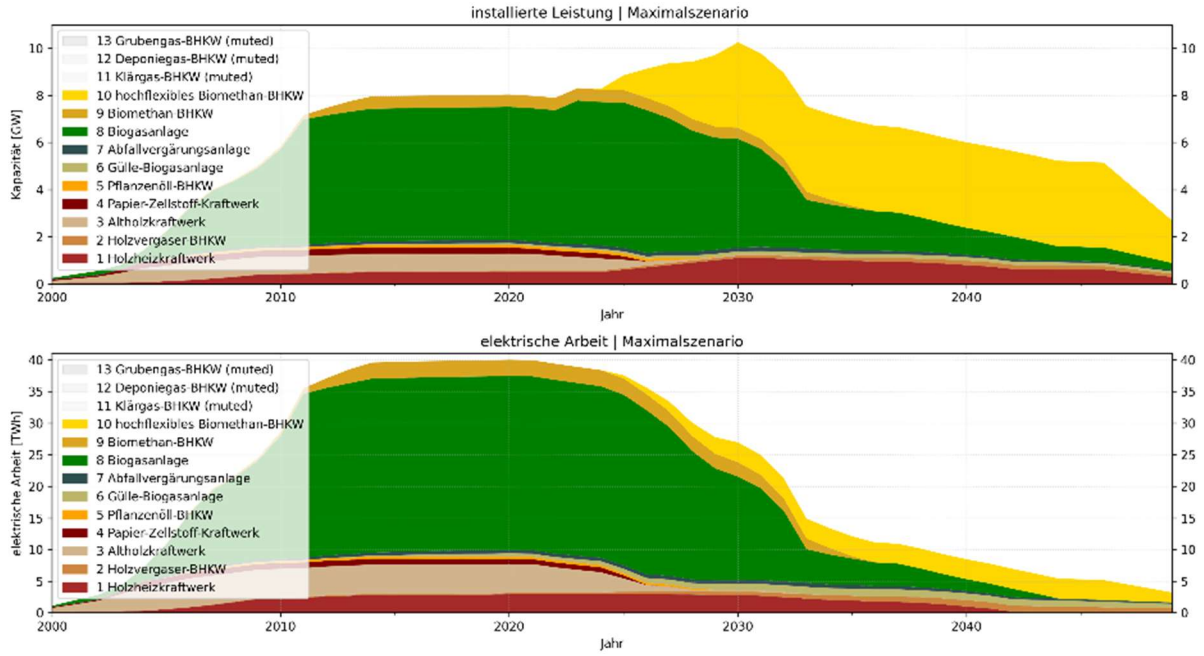


Abbildung 3-16: Entwicklung der installierten Leistung und erzeugten Strommengen nach EEG 2023 im Maximalszenario (Ausschöpfung der Ausschreibungsvolumina) (DBFZ, 05/2023)

Im Maximalszenario beträgt die installierte Leistung aus Biomasse, Biomethan sowie Klär-, Deponie- und Grubengas (KDG) im Jahr 2030 10,3 MW, die erzeugte Strommenge beträgt 27 TWh. Das Leistungsziel des EEG würde somit erfüllt. Im Realszenario ergeben sich für 2030 die Werte 5,5 GW bzw. 23,3 TWh, hier würden demnach das Leistungsziel verfehlt. Eine Bewertung dieser möglichen Entwicklungen und die Ableitung von Handlungsempfehlungen erfolgten in Kapitel 7.

4. Instrumente zur Marktsteuerung

4.1. Ausschreibungen (AP 1)

Die bisherigen Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen im EEG waren bis auf die letzte Biomasse-Ausschreibung 4/2023 unterzeichnet. Der Großteil der Biomasseanlagen wird erst in den nächsten Jahren das Ende der 20-jähigen EEG-Laufzeit erreichen und somit in den kommenden Jahren vor EEG-Ende Wechseloptionen näher in Betracht ziehen.

Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Biomasse sind in Abbildung 4-1 und in Tabelle 4-1 im Überblick dargestellt.

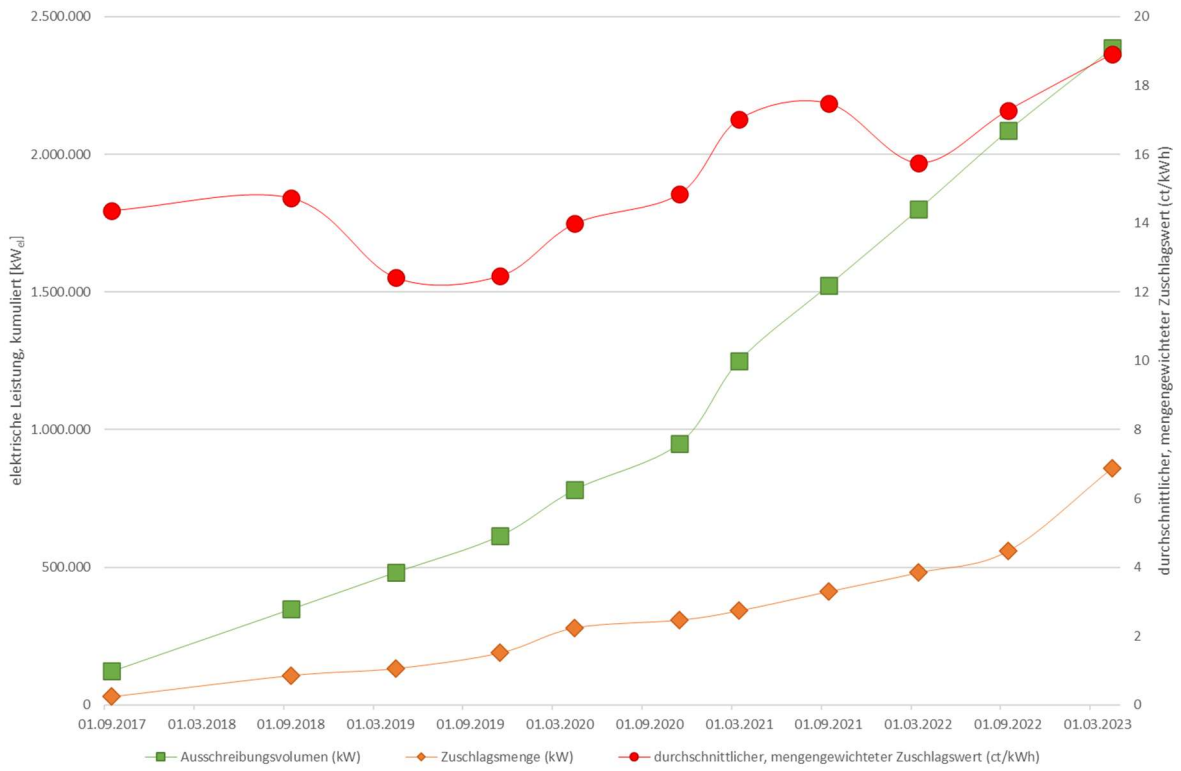


Abbildung 4-1: Verlauf der EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen; ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung sowie mittlere Gebotshöhe; aus [33, 34]

Tabelle 4-1: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2023 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur

Gebots-termin	Ausschreibungsvolumen (kW)	Gebotsmenge (kW)	Anzahl Gebote	Zuschlagsmenge (kW)	Anzahl Zuschläge	Zuschlagswert Neuanlagen (ct/kWh), gew. Mittel	Zuschlagswert Bestandsanlagen (ct/kWh), gew. Mittel	Frist Inbetriebnahme[2]
9/2017	122.446	40.912	33	27.551	24	14,81	14,16	25.09.2019
9/2018	225.807	88.958	85	76.537	79	14,72	14,74	27.09.2021
4/2019	133.293	27.328	20	25.528	19	14,57	12,14	25.04.2022
11/2019	133.293	76.803	56	56.725	50	14,58	12,43	02.12.2022
4/2020	167.770	92.486	41	90.456	38	14,44	13,59	22.09.2023
11/2020	167.770	50.407	21	28.307	19	14,43	15,76	01.12.2023
3/2021	300.000	43.633	60	33.870	38	15,09	18,11	07.05.2024
9/2021	274.860	86.471	100	69.552	73	16,08	18,07	21.10.2024
3/2022	274.860	80.934	76	68.301	56	15,81	15,74	22.04.2025
9/2022	285.794	101.038	100	78.193	69	15,54	17,84	20.10.2025
4/2023	300.000	*	*	301.501	271	*	*	*
Gesamt	**2.385.893**	**688.970**	**592**	**856.521**	**736**			

Quelle: Bundesnetzagentur 2023, Rundenübersicht zur Ausschreibung von Biomasseanlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Stand 05/2023. [34] *) Keine Angaben verfügbar

Die Differenzierung der Zuschlagsmengen nach Neuanlagen und Bestandsanlagen für die bisherigen Ausschreibungstermine ist in Tabelle 4-2 dargestellt. Zum Stand Anfang Juni 2023 lagen keine detaillierteren Angaben zur Differenzierung nach Bestands- und Neuanlagen für die Ausschreibungsrunde 04/2023 für Biomasse vor.

Tabelle 4-2: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2023 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur – differenziert nach Neu- und Bestandsanlagen. [34]

Gebots-termin	Zuschlags-menge (kW)	Anzahl Zu-schläge	Gebotswerte mit Zuschlag Neuanlagen (ct/kWh)		Zuschlags-wert Neuanlagen (ct/kWh)	Gebotswerte mit Zuschlag Bestandsanlagen (ct/kWh)		Zuschlags-wert Bestandsanlagen (ct/kWh)
			Min	Max	Gew. Mittel	Min	Max	Gew. Mittel
09/2017	27.551	24	14,8	14,9	14,8	9,9	16,9	14,2
09/2018	76.537	79	14,5	14,7	14,7	10,0	16,7	14,7
04/2019	25.528	19	14,5	14,6	14,6	9,5	16,6	12,1
11/2019	56.725	50	14,6	14,6	14,6	9,4	16,6	12,4
04/2020	90.456	38	14,4	14,4	14,4	10,3	16,4	13,6
11/2020	28.307	19	14,4	14,4	14,4	9,5	16,4	15,8
03/2021	33.870	38	12,4	16,0	15,1	12,0	18,3	18,1
09/2021	69.552	73	15,0	16,4	16,1	12,0	18,2	18,1
03/2022	68.301	56	14,3	16,2	15,8	12,2	18,0	15,7
04/2023	301.501	271						

Die **separate Biomethanausschreibung**, die im EEG 2021 mit 150 MW jährlich für hochflexible Biomethan-BHKW (mit 15 % Bemessungsleistung) vorgesehen war, wurde in der 1. Ausschreibungsrunde (Dezember 2021) nahezu ausgeschöpft. Die erste Ausschreibungsrunde für Biomethan war für alle potenziellen Anlagenbetreiber, die nicht in der Südregion liegen, die ggf. erste und letzte Chance zu dem Zeitpunkt gültigen EEG überhaupt einen Zuschlag zu erhalten. Überwiegend wurden Angebote eingereicht, die nicht der Südregion zugeordnet werden können, da sie mit dieser Ausschreibung (noch) eine Chance auf eine Teilnahme hatten. Insgesamt wurden in der ersten Ausschreibungsrunde für Biomethan im Dezember 2021 21 Zuschläge mit insgesamt 148 MW_{el} verzeichnet, während in der 2. Runde im Oktober 2022 nur 2 Angebote mit rund 3,5 MW bezuschlagt wurden. Im EEG 2023 wurde das Volumen für die separate Biomethanausschreibung auf 600 MW erhöht; zudem wurden die Anforderungen an die Flexibilisierung erhöht, indem nur noch 10 % Bemessungsleistung vorgesehen war. Für die 3. Ausschreibungsrunde für Biomethan im April 2023 wurden keine Angebote eingereicht [35]. Wesentlicher Grund dafür war, dass keine Biomethanmengen am Markt verfügbar waren.

4.2. Flexibilisierung von Biomasseanlagen (AP 3)

Die Flexibilisierung bzw. bedarfsorientierte Stromproduktion von Biomasseanlagen wird derzeit für Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung sowie für Biomethan-KWK-Anlagen durch die Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen (§ 50b EEG 2017) bzw. durch einen Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen (§ 50a EEG 2017) angereizt. Auch eine Kombination von Flexibilitätsprämie (in der ersten Vergütungsperiode) und – zuschlag (in der zweiten Vergütungsperiode bei erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung) ist für Bestandsanlagen möglich (§ 50 a und b EEG 2021).

Neue Biogasanlagen, welche den Flexibilitätszuschlag (FLZ) nutzen, werden für maximal 3.942 VLH im Jahr gefördert. Anlagen, welche sich in um eine Anschlussförderung bemühen, steht ebenfalls der Flexibilitätszuschlag zur Verfügung.

Bestandsanlagen wiederum, welche auf die Flexibilitätsprämie (FLP) setzen, können eine größere Bandbreite an Volllaststunden aufweisen, wenngleich sie nach oben (Korrekturfaktor 1,1), als auch nach unten (durch Fördergrenze bei 5-Facher Überbauung) begrenzt sind. Die Volllaststunden liegen somit zwischen 1.752 und 7.963 VLH, welche in unterschiedlicher Intensität gefördert werden. Die spezifische Förderintensität ist höher, wenn die Anlagen weniger Volllaststunden im Jahr umsetzen und niedriger, wenn entsprechend mehr Strom im Jahr produziert wird. Der absolute Zahlungsstrom bleibt dazu relativ konstant, da die Konstruktion der Flexibilitätsprämie so angelegt ist, dass die förderfähige Leistung (P_{Zusatz}) mit einem Betrag von 130 €/kW gefördert wird und der absolute Betrag dann auf die produzierte Strommenge allokiert wird. Diese Regelung ermöglicht es den Anlagen bei der Ertüchtigung auf geringe Volllaststunden auszulegen und auch zwischen den Jahren auf Veränderungen (Strompreis, Biomassepreise, Witterung, Wärmebedarf) in einem gewissen Rahmen einzugehen.

Hochflexible Biomethan-Stromerzeugungsanlagen können in einer eigenen Ausschreibung aktuell auch Förderansprüche erwerben, wenn diese sich im Süden Deutschlands befinden, allerdings nur mit 10 % der Jahresvolllaststunden. Die Förderung der Flexibilität erfolgt hier mittels Flexibilitätszuschlag, welcher auf die Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlage abzielt.

Zudem wurde für Anlagen, die feste Biomasse einsetzen und die sich in der Veräußerungsform der Marktprämie befinden, die vergütungsfähige Höchstbemessungsleistung auf 75 % reduziert. Dies gilt für Neuanlagen und Bestandsanlagen, die eine Anschlussförderung über die Biomasseausschreibung in Anspruch nehmen. Daraus ergeben sich somit max. 6.570 jährlichen Volllaststunden, welche die Biomasseanlagen mittels Marktprämie gefördert erzeugen (§ 39i EEG 2021). Über diese Regelung wird eine Mindestflexibilität angestrebt, damit die Anlagen z. B. auf sehr niedrige oder sogar negative Strompreise reagieren und die Stromproduktion in diesen Phasen reduzieren oder einstellen. Darüber hinaus wurde der Marktwert steuerbar für Biomasseanlagen von einer monatlichen auf eine jährliche Berechnungsgrundlage gestellt. Dies gilt insbesondere für Neuanlagen und auch für Bestandsanlagen, welche sich um einen Weiterbetriebe über die Ausschreibung bemühen (EEG 2023 §3 Abs. 31 b) sowie Anlage 1 (zu § 23a) Punkt 4.2). Eine Untersuchung der Wirkung dieser neuen Regelung auf die Flexibilisierung der Stromerzeugung konnte noch nicht gemonitort werden, da es aktuell noch zu wenig Anwendungsfälle gibt.

Nachfolgend wird aufgezeigt, in welchem Rahmen Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen im Markt bzw. im Rahmen der Stromdirektvermarktung integriert sind. Darauf aufbauend wird der Stand der Nutzung des Flexibilitätszuschlags durch Neuanlagen analysiert sowie die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie durch Biogas- und Biomethan-KWK-Bestandsanlagen. Weiterhin erfolgt eine Analyse der Informationen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), um Aussagen über die jährlichen Volllaststunden, als Indikator für eine bedarfsorientierte Stromproduktion, treffen zu können.

4.2.1. Stand der Direktvermarktung (DV)

Mit der Novellierung des EEG im Jahr 2012 wurde der Schwerpunkt auf die Markt-, Netz- und Systemintegration von EE-Anlagen gelegt. Die Direktvermarktung von Strom ist dabei ein wesentliches Instrument und gleichzeitig die Grundvoraussetzung dafür, um auch am Regelleistungsmarkt teilzunehmen sowie einen kostenbasierten Beitrag im Rahmen des Engpassmanagements über den regulatorischen Redispatch (RD 2.0) zu übernehmen. Die Stromdirektvermarktung ist die Bedingung für Biogas-Bestandsanlagen und Biomethan-BHKW, die Förderung durch die Flexibilitätsprämie oder den -zuschlag in Anspruch zu nehmen. Seit dem 01.01.2016 gilt eine verpflichtende Direktvermarktung für alle Neuanlagen ab einer Erzeugungsleistung von 100 kW_{el}, die gleichzeitig die Grundlage der Förderung über die Marktprämie darstellt. Die erzeugten Strommengen werden somit am Strommarkt, i.d.R. an der Strombörse, aber z.T. auch Over the Counter (OTC) über Direktverträge vermarktet. Die Unterschiedlichen Vermarktungswege stehen den Anlagen entsprechend offen und spielen eine größere Rolle seit den in den Jahren 2021 und 2022 gestiegenen Strompreisen an der Strombörse. Am Strommarkt bestand eine entsprechende Nachfrage an preislich planbaren Strommengen, was die Nachfrage an OTC-Lieferungen für vorausgehende Monate anreizte.

Durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) werden regelmäßig Informationen zur Direktvermarktung nach § 21b Abs. 1 Nr. 4 EEG 2021 bereitgestellt, welche die Auswertung der aktuellen Entwicklung der gemeldeten installierten Leistung von EE-Anlagen in der Direktvermarktung (DV) ermöglichen [36]. Seit Januar 2012 steigt die elektrische Leistung der Biomasseanlagen, welche den Strom direkt vermarkten, kontinuierlich an. Im Jahr 2020 waren 89 % der geförderten Strommengen aus Biomasse in der Direktvermarktung und somit nur noch 11 % in der Festpreisvergütung. Bei diesen

Strommengen handelt es sich meist um Strom aus kleinen Anlagen im unteren dreistelligen kW-Bereich.

Abbildung 4-2 zeigt die dynamische Entwicklung der gemeldeten installierten elektrischen Leistung in der Direktvermarktung (Marktprämie; sonstige DV spielt eine untergeordnete Rolle und ist deshalb nicht sichtbar abgebildet) von Strom aus Biomasse für die Jahre 2000 bis 2020. 2020 befanden sich in Deutschland etwa 7,2 GW_{el} Biomasse- und KDG-Anlagenleistung unter Inanspruchnahme des Marktprämienmodells (MP) in der Direktvermarktung. Ein sehr geringer Anteil von weniger als 1 % dieser Anlagenleistung entfiel 2020 unter die sonstige Direktvermarktung (sDV).

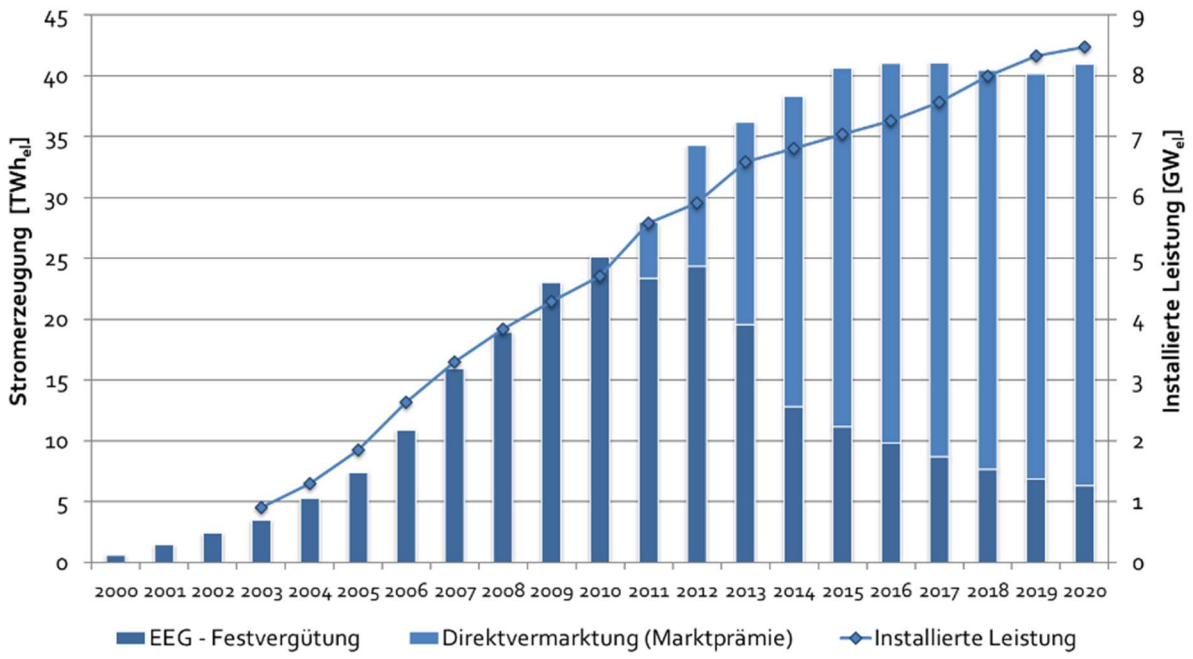


Abbildung 4-2: Entwicklung der gemeldeten installierten elektrischen Leistung in der Direktvermarktung und Festvergütung von Strom aus Biomasse und KDG im Jahr 2020 [eigene Darstellung auf Basis von [37], [38]]

Entsprechend der Darstellung ist der Großteil dieser Anlagen bereits im Markt integriert und erfüllt – zumindest diesbezüglich – die Voraussetzungen für einen am Strompreis orientierten flexiblen Anlagenbetrieb. Dabei entfällt der größte Anteil mit etwa 73 %, der in der Direktvermarktung gemeldeten Biomasseanlagenleistung, auf Biogasanlagen [39], [40].

In Abbildung 4-3 ist zu erkennen, dass der Anteil der Stromproduktion von KDG mit Festvergütung ab 2010 auch deutlich abnimmt. In den Jahren 2010 bis 2013 wurde ein nennenswerter Anteil der Stromproduktion selbst am Standort verbraucht (rund 50 %, [37]) und mit abnehmender Tendenz über die Festvergütung gefördert. Erst als die Marktprämie und die Möglichkeit der Direktvermarktung Einzug erhalten hat, steigen die geförderten Strommengen wieder. Der Strom wird entsprechend immer mehr am Strommarkt i.d.R. flexibel vermarktet. Der Anteil an Strom, welcher sich in der Festvergütung befindet, nahm in den letzten Jahren weiter ab. Während bis 2020 lediglich 6 % der KDG-Anlagen sonstige Direktvermarktung betrieben, sind es im April 2022 bereits 60 % (ohne Abbildung). Ein Zusammenhang mit den aktuell hohen Börsenpreisen für elektrischen Strom kann vermutet werden.

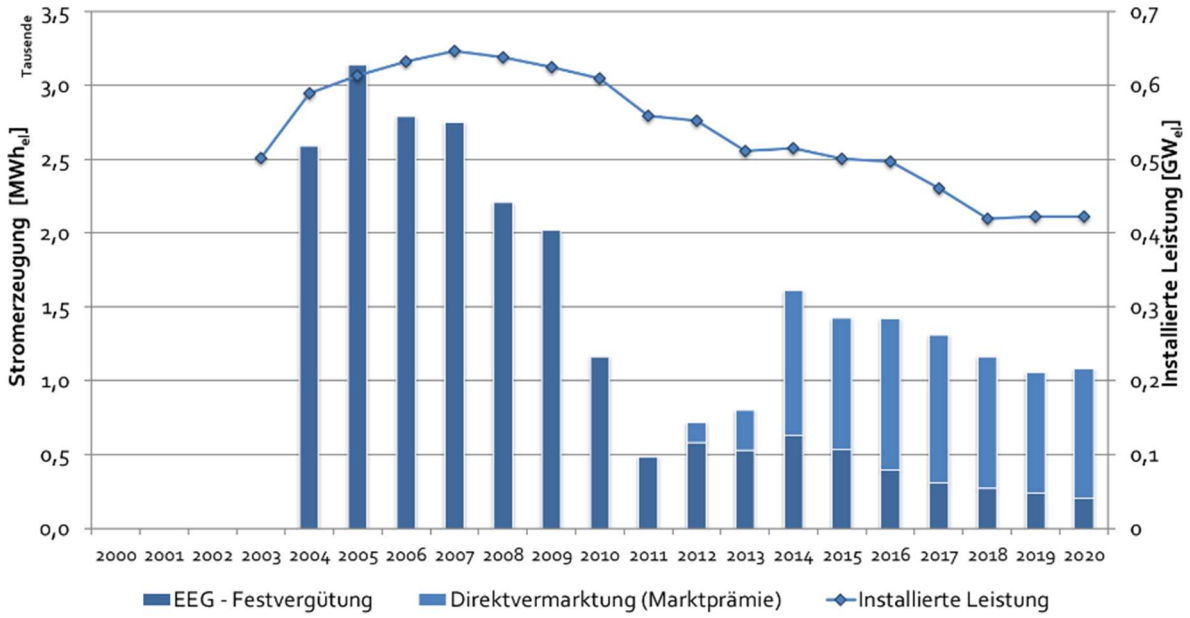


Abbildung 4-3: Entwicklung der gemeldeten installierten elektrischen Leistung und Stromproduktion in der Direktvermarktung und Festvergütung von Strom aus Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen im Jahr 2020 [eigene Darstellung auf Basis von [37], [38]]

4.2.2. Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags

Mit Einführung des EEG 2014 (§ 53) und Fortführung durch das EEG 2017 (§ 50a) sowie durch das EEG 2021 (§ 50a) haben Neuanlagen (Biogas mit Vor-Ort-Verstromung und Biomethan-BHKW) mit einer installierten elektrischen Leistung von mehr als 100 Kilowatt, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt oder durch Ausschreibungen ermittelt wurde, einen Zahlungsanspruch in Höhe von 65 Euro pro Kilowatt installierter Leistung und Jahr (Flexibilitätszuschlag) für die Bereitstellung von flexibler Anlagenleistung [2]. Eine wesentliche Voraussetzung für die finanzielle Förderung über den Flexibilitätszuschlag ist, dass die Bemessungsleistung der Anlage maximal 45 Prozent der installierten Leistung entspricht. Die Anlage weist somit eine festgelegte „Mindest-Überkapazität" bezogen auf die geförderten Strommengen auf (siehe § 44b (1) EEG 2021). Aus genannter Regelung ergibt sich eine Förderung durch die Marktprämie nur für die Strommengen, welche während jährlich max. 3.942 Stunden (VLH) mit maximaler Leistung (installierter Leistung) der Anlage erzeugt würden. Grundsätzlich ist ein Betrieb der Anlage mit geringeren oder auch höheren Volllaststunden zulässig, allerdings werden die über 3942 VLH hinausgehende Strommengen nicht mehr gefördert. Die absoluten höchsten Fördereinnahmen im Jahr ergeben sich durch den Betrieb der Anlage mit 3942 VLH/a bei umgerechnet ca. 1,65 ct/kWh spezifischer Förderung über den Flexibilitätszuschlag. Die gleichzeitig erzielten Einnahmen am Strommarkt stellen einen weiteren wichtigen Teil der Erlöse dar, um die Refinanzierung der Anlage zu sichern. Theoretisch wären im Jahr 2022 ca. 3 ct/kWh$_{el}$ Zusatzerlöse gegenüber einer Grundlastproduktion mit dieser Betriebsweise möglich gewesen (Betrieb während der 12 teuersten Stunden pro Tag über den Jahresverlauf, im Gegensatz zu 24 h gleichmäßiger Stromproduktion) [41]. Die Einnahmen über den Strommarkt bei flexibler Fahrweise stiegen seit 2020 erstmalig. Dieses Zusatzerlöspotential stellt entsprechend im Rahmen der Direktvermarktung den Anreiz für eine verstärkte strompreisorientierte Fahrweise dar.

Da für die Berechtigung der Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags (von 65 €/kW_{el}) eine installierte Leistung von über 100 kW_{el} Voraussetzung ist, sind Kleinanlagen mit einer geringeren installierten Leistung von diesen Anreizsystem ausgeschlossen. Abbildung 4-4 zeigt die mögliche absolute jährliche Förderung bei 65€/kW Flexibilitätszuschlag pro Anlage und Jahr in Abhängigkeit der installierten Leistung und unabhängig von den umgesetzten Vollaststunden, allerdings begrenzt durch das Qualitätskriterium (welches eine nachweisliche flexible Mindestlaufzeit der gesamten Leistung von 1000 VLH/a für Biogas und 500 VLH für Biomethan vorschreibt). Die Darstellung in Abbildung 4-4 der absoluten Förderung ist auf 20.000 kW_{el} begrenzt, obwohl das aktuell gültige EEG für Biomethan-Erzeugungsanlagen diese Begrenzung nicht mehr vorsieht.

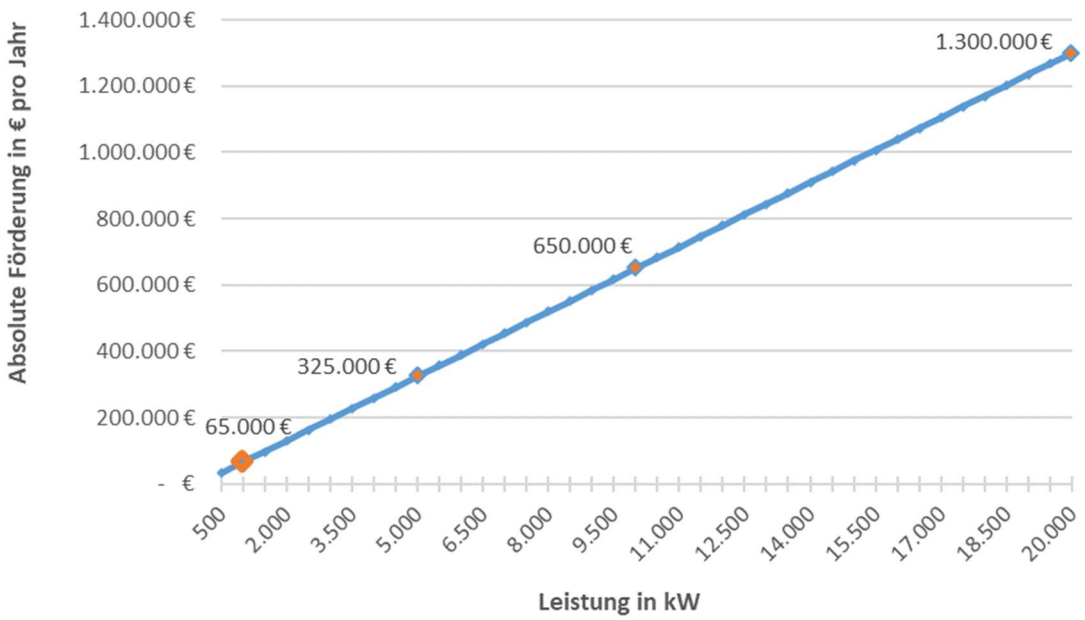


Abbildung 4-4: Absolute Förderung bei 65€/kW Flexibilitätszuschlag pro Anlage und Jahr in Abhängigkeit der installierten Leistung, unabhängig von den umgesetzten Vollaststunden, begrenzt durch das Qualitätskriterium

Anlagen über 100 kW installierter Leistung sind darüber hinaus von der verpflichtenden Teilnahme an der Direktvermarktung entbunden, wenngleich sie berechtigt sind teilzunehmen und dies zum Teil auch umsetzen.

Gemäß einer Auswertung der Stamm- und Bewegungsdaten der ÜNB aus dem Jahr 2021 gab es Ende 2021 63 Standorte mit einer installierten Leistung von insgesamt ca. 58,7 MW_{el}, welche den Flexibilitätszuschlag genutzt haben [19, 20]. Das Fördervolumen liegt dann bei etwas rund 3,8 Mio. € im Jahr 2021. Die Bandbreite der installierten Leistung dieser Anlagen liegt zwischen 74 kW_{el} und 3.700 kW_{el}, bei einer durchschnittlichen installierten Leistung von ca. 932 kW_{el}. Die genannten Abweichungen gegenüber dem in [25] vorgestellten Anlagenzubau ergeben sich durch unterschiedliche Beweggründe der Betreiber, sich im Marktstammdatenregister der BNetzA zu melden. Dazu gehören z. B. die Nachmeldung einer Leistungsänderung oder der erstmalige ausschließliche Einsatz von Biomethan.

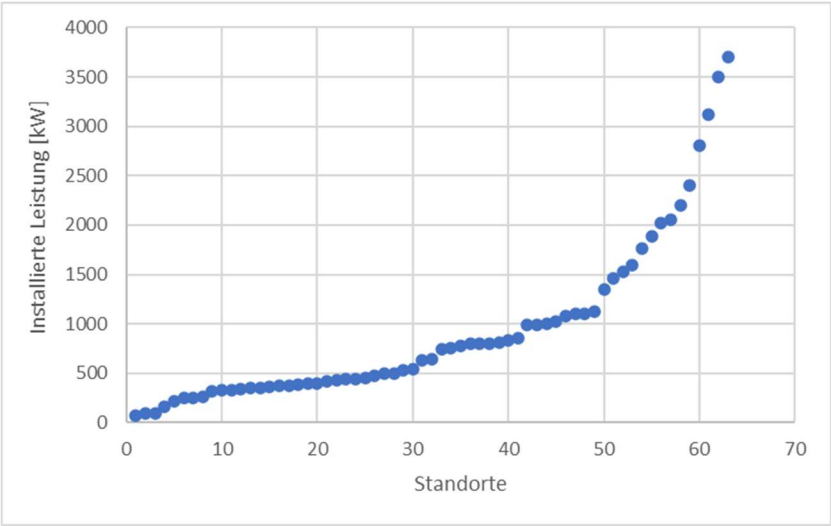


Abbildung 4-5: Anzahl und installierte Leistung der Biogasanlagen und Biomethan-BHKW mit Bezug des Flexibilitätszuschlags (FLZ) im Jahr 2021

4.2.3. Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie

Mit Inkrafttreten des EEG im Jahr 2012 wurde die Flexibilitätsprämie (§ 33i EEG 2012) eingeführt, um Anreize für eine stärker am Bedarf orientierte Stromproduktion durch Biogas- und Biomethan-BHKW zu setzen. Das EEG 2014 (§ 54) sowie das EEG 2017 (§ 50 b) führten den Fördermechanismus der Flexibilitätsprämie für diese Bestandsanlagen fort. Der Anspruch beträgt 130 Euro pro Kilowatt der flexibel bereitgestellten zusätzlich installierten Leistung (P_{Zusatz}) und Jahr unter der Voraussetzung, dass ein Umweltgutachter die technische Eignung der Anlage für eine bedarfsorientierte Stromproduktion bestätigt hat. Das erstellte Umweltgutachten muss dem zuständigen Netzbetreiber zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie vorgelegt werden. Seit August 2014 mussten sich die Anlagenbetreiber, welche die Flexibilitätsprämie beziehen wollen, ebenfalls über das Anlagenregister (inzwischen Marktstammdatenregister) der Bundesnetzagentur (BNetzA) anmelden [42]. Die Flexibilitätsprämie fördert die Anlagen in Abhängigkeit ihrer Flexibilität, welche durch die jährlichen Volllaststunden dokumentiert wird. Im Ergebnis bedeutet dies, dass Anlagen mit niedrigen Volllaststunden in dem Betrachtungsjahr mehr spezifische Förderung erhalten als in einem Jahr mit hohen Volllaststunden. Diese Flexibilität lässt die Anlagen sich entsprechend – innerhalb gewisser technischer Grenzen (welche durch die Anlagenauslegung vorgegeben sind) – auf Änderung auf den Märkten (Wärmemarkt, Strommarkt und Biomassemarkt) optimieren.
Die Flexibilitätsprämie ist seit Inkrafttreten des EEG 2014 am 1. August 2014 nur noch für Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme vor dem 01.08.2014 nutzbar.[43].

Die Daten der (ÜNB) (Stand 2021 [44, 45]) dienen als Grundlage für die weiteren Analysen. Die Entwicklung der Flexibilitätsprämie für Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen, welche den Bezug der Flexibilitätsprämie bei der Bundesnetzagentur angemeldet haben, zeigt Abbildung 4-6.

Im Dezember 2021 erhielten rund 3.900 Anlagen mit einer installierten Leistung von etwa 4 GW_{el} eine Flexibilitätsprämie. Die gemeldete zusätzliche Leistung betrug 2021 1,6 GW_{el}. [44, 45]

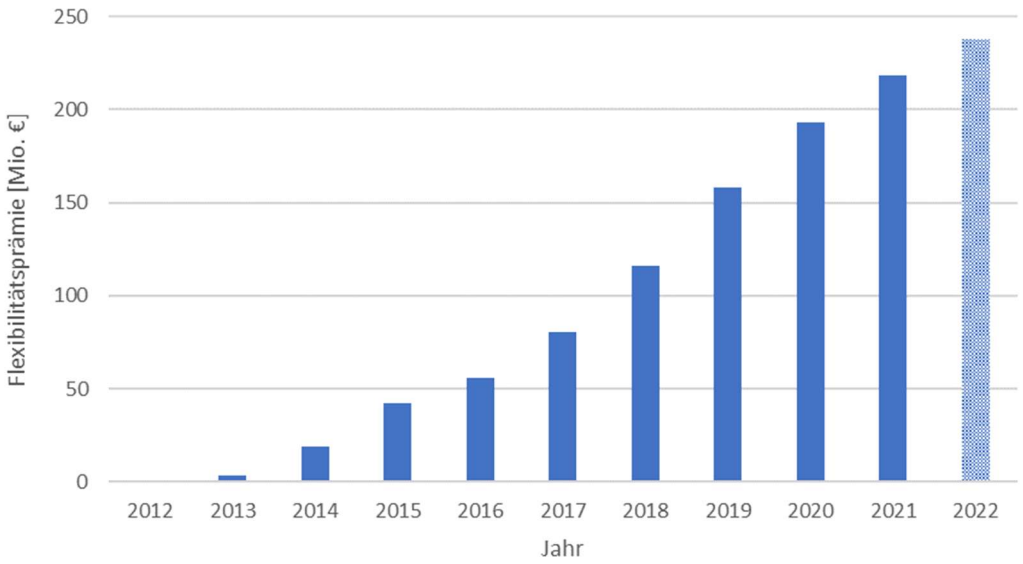


Abbildung 4-6: Entwicklung der jährlichen Zahlungen für die Flexibilitätsprämie an Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen; Prognose für 2022; [eigene Darstellung auf Basis von [37, 46]]

Auswertungen der Daten der vier ÜNB zeigen, dass der überwiegende Anteil der flexibilisierten Stromerzeugungskapazitäten bzw. derjenigen Anlagen, welche sich für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie gemeldet haben, auf Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung entfällt (96 %). So sind von den genannten 3.900 Anlagen insgesamt etwa 3.742 Biogasanlagen (ca. 3.837 MW_{el}) und knapp 160 Anlagen (ca. 176 MW_{el}) zur Verstromung von Biomethan (Stand Dezember 2021 [44, 45]).

4.2.4. Technische Fähigkeit für eine flexible Stromerzeugung von Anlagen mit Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie

Prinzipiell haben die Betreiber von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Biomethan-KWK-Anlagen drei grundsätzliche Möglichkeiten, um zusätzliche Leistung für eine bedarfsorientierte Fahrweise (im Gegensatz zur Grundlaststromproduktion) im Rahmen der Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie oder des –zuschlags zur Verfügung zu stellen:

a) Die installierte elektrische Leistung wird erhöht, die Bemessungsleistung bleibt konstant.
b) Die installierte elektrische Leistung bleibt konstant, die Bemessungsleistung wird gesenkt.
c) Eine Kombination der Optionen a) und b) ist ebenfalls möglich.

In welcher Höhe eine zusätzliche Leistung (P_{zusatz} i.S.d. EEG) für eine am Strombedarf orientierte Betriebsweise bei den einzelnen Anlagen zur Verfügung steht, ist abhängig von der technisch-wirtschaftlichen Anlagenkonstellation und wird je nach Standort sehr unterschiedlich bewertet. Darüber hinaus ist die Bemessungsleistung nicht statisch und kann sich zwischen den einzelnen Betriebsjahren entsprechend verändern, indem die Anlagenbetreiber unterschiedliche Strompreis-schwankungen, aber auch Wärmebedarfsschwankungen zwischen den Jahren und Veränderungen

der Substratpreise, situationsbedingt berücksichtigen. Hier findet eine Optimierung über die drei Märkte statt, begrenzt durch die technischen Möglichkeiten der Anlage.

Wie häufig eine Erhöhung der installierten Stromerzeugungskapazitäten zur Flexibilisierung von Anlagen vorgenommen wurde, zeigt Abbildung 4-7. Es haben sich rund 93 % der Betreiber von Biogas- bzw. Biomethan-KWK-Anlagen (knapp 3.690 Anlagen) für eine Erhöhung der ursprünglich installierten Leistung entschieden. In diesem Zusammenhang werden i.d.R. auch Gasspeicher-kapazitäten, das Gasverteilkonzept und die Anlagensteuerung sowie die Wärmelieferkonzepte angepasst. Die technischen Weiterentwicklungen sind für diese Anlagen in einen relevanten Umfang, so dass von einem Interesse an einen Betrieb über die 20 Jahre (also ein Bewerben auf den Anschlussförderung) ausgegangen werden kann. Etwa 7 % haben sich bei der BNetzA für die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie angemeldet, ohne zusätzliche BHKW-Leistung zu installieren. Anlagen, welche so die Flexibiltätsprämie erhalten, reagieren damit z.T. auf eine reduzierte Verfügbarkeit an ökonomisch nutzbarer und geeigneter Biomasse. Dieses Verhalten kann zu einer Entspannung der regionalen Nachfrage an Nachwachsenden Rohstoffen beitragen.

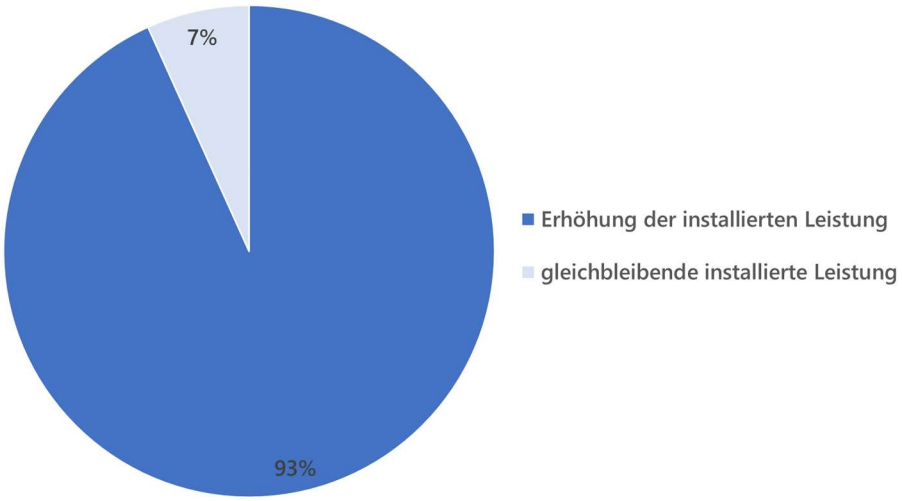


Abbildung 4-7: Aufteilung der Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen mit Meldung bei der BNetzA zur Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie anteilig nach Anzahl und Handlungsoption für eine bedarfsorientierte Stromproduktion (Stand 2020) [Eigene Darstellung auf Basis von [39], [40]]

Beide Ansätze der zur Verfügungstellung von Flexibilität bereitet die Anlagen für einen Weiterbetrieb nach der 20 Jahren Betriebszeit vor. Diese Anlagen sind in der Regel in der Lage die technischen Kriterien für die Biomasseausschreibung einzuhalten.

4.2.5. Tatsächlich am Strombedarf orientierte Betriebsweise

Auswertungen aus dem Monitoring der Direktvermarktung [47] aus dem Jahr 2018 zeigten schon am Beispiel einer Übertragungsnetzzone, dass die Stromerzeugung aus Biomasse bzw. aus Biogas- und Biomethanbetriebenen BHKW-Anlagen im Tagesverlauf insgesamt im Maximum um 44 % und im Durchschnitt um 16 % variiert wurden. Das heißt, die Leistung dieses Anlagenparks wurde im Tagesverlauf um bis zu 44 % gesenkt, im Jahresdurchschnitt im Tagesverlauf um ca. 16 %. Die Flexibilität wurde nach diesen Auswertungen stärker im Regelleistungsmarkt eingebracht als am

Spotmarkt. Im Ergebnis zeigten diese Auswertungen auch, dass das technische Potential dieser Anlagen nicht voll ausgeschöpft wurde. Es ist, auch aufgrund der z.T. stark gestiegenen Preisspreads in den letzten Jahren, davon auszugehen, dass der Spotmarkt an Relevanz für diese Anlagen gewonnen hat (genaue Auswertungen der Übertragungsnetzzonen wurden im Rahmen dieses Vorhabens dazu nicht erstellt). Aktuelle Untersuchungen, welche die FNR in Auftrag gegeben hat und aktuell von der Branche in der dritten Phase weitergeführt wird, unterstützen diese Einschätzung. Diese Auswertungen zeigen, dass die Leistung eines Biogasanlagenparks, welcher visualisiert wird, stark nach dem Strompreis und somit nach der Residuallast variiert wird. In Abbildung 4-8 sind Variationen der elektrischen Leistung, welche dem Börsenstrompreis folgen, von rund ± 50 % über einen Tag realisierbar. Aktuell sind in Portalen wie die z.B. www.smard.de aufgrund von fehlenden Daten die Biomasse vereinfacht dargestellt, die flexible Betriebsweise kann leider nicht abgebildet werden.

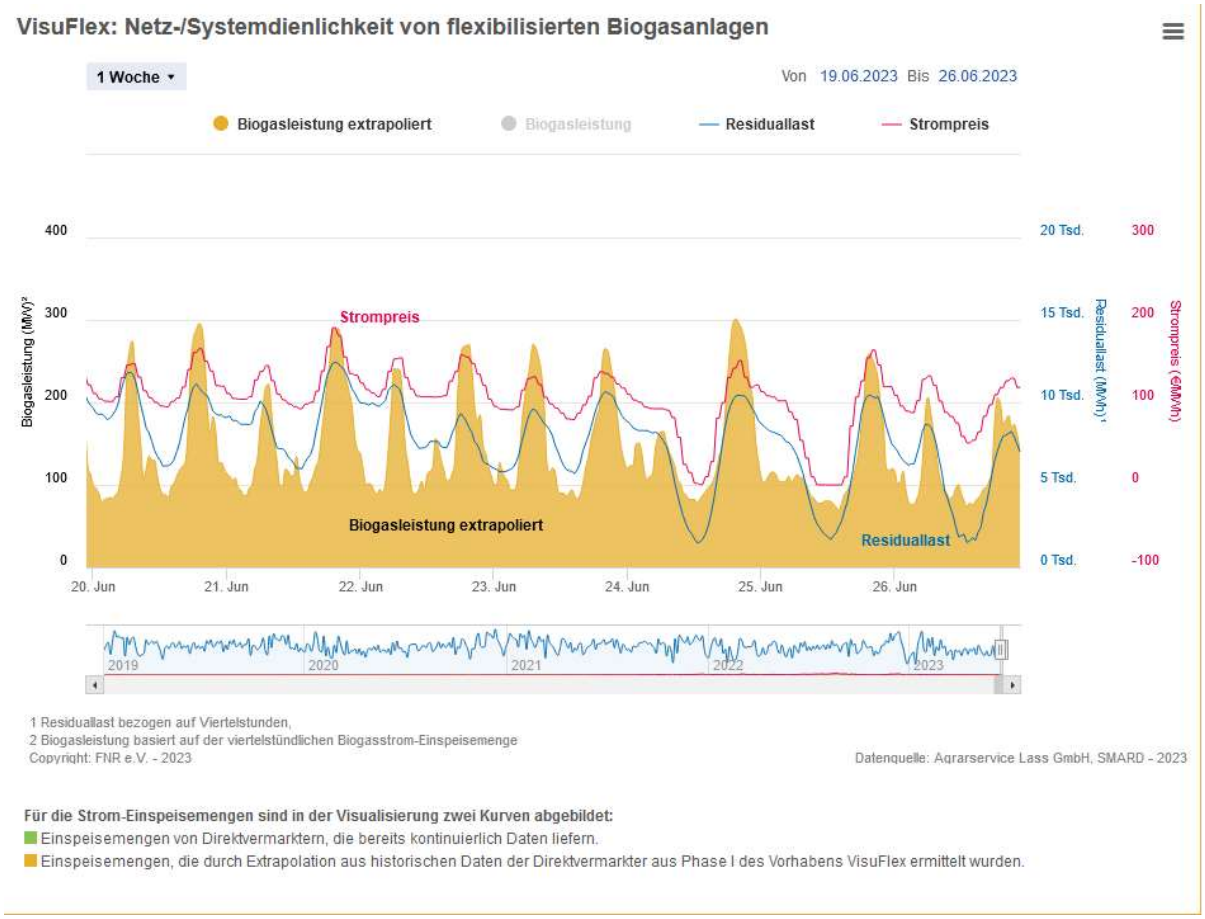


Abbildung 4-8: Bereitstellung elektrischer Leistung durch Biogasanlagen in Abhängigkeit vom aktuellen Strompreis (und der Residuallast); aus [48]

Nachfolgend werden weitere Analysen zur Anlagenauslastung bzw. den jährlichen Volllaststunden vorgenommen, um die tatsächlich am Strombedarf orientierte Betriebsweise zu beschreiben. Weiterhin werden Hemmnisse für eine bedarfsorientierte Stromproduktion aufgeführt, als auch Einschätzungen zur Umsetzung des Fahrplanbetriebs gegeben. Der Fokus der folgenden Betrachtungen liegt auf Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie und des -zuschlags.

4.2.5.1. Jährliche Volllaststunden

Die Anlagenauslastung wird, gemessen an den jährlichen Volllaststunden, als Quotient zwischen produzierter Strommenge und installierter elektrischer Leistung, bestimmt. Die Volllaststunden sind eine wichtige Kenngröße für die Flexibilität bzw. das Flexibilitätspotential einer Anlage. Diese Kenngröße beschreibt, in welchem Umfang, bezogen auf die Anlagenleistung, Strom in das Netz eingespeist und ein Beitrag zur Deckung der Stromnachfrage geleistet wird. Je geringer die Volllaststunden einer Anlage ausfallen, umso größer ist die zu erwartende technische Flexibilität, um auf Bedarfsschwankungen zu reagieren. Wenngleich auch andere technische Parameter, wie z.B. die Größe des Gasspeichers ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf die maximale Stillstanddauer und somit die in das Stromsystem eingebrachte Flexibilität besitzen (Bedarfsberücksichtigungsfähigkeit). Ebenso hat die Reaktionsfähigkeit der Anlagen an sich einen relevanten Einfluss auf die Flexibilität, wobei die BHKW-Aggregate i.d.R. sehr gute Kennwerte diesbezüglich aufweisen.

Beispielhaft soll die Flexibilität von Biogasanlagen und deren Volllaststunden anhand einer fiktiven Anlage beschrieben werden, die ihre ursprüngliche installierte Leistung von 500 kW_{el} gedanklich auf 1.000 kW_{el} verdoppelt. Ausgehend von einer Bemessungsleistung von 400 kW_{el} (Jahresdurchschnittsleistung) würde die Anlage damit ihren Betrieb von ursprünglich 7.000 auf dann nur noch 3.500 Vollbenutzungsstunden reduzieren. Hätte diese Anlage eine vollständige Netto-Gasspeicherkapazität für 6 Stunden Biogasproduktion, dann könnte sie bis zu 4 Stunden am Stück Strom mit der vollen Leistung von 1.000 kW_{el} pro Stunde bereitstellen (Kombination über Entnahme 6h * 400 kWh = 2.400 kWh aus dem Gasspeicher und der parallel gleichzeitigen Biogasproduktion 4 * 400 kWh = 1.600 kWh). Bei vollständig entleertem Gasspeicher kann dann die kontinuierlich produzierten Biogasmenge für sechs Stunden die Stromproduktion einstellen. Im Tagesverlauf könnten zwei solcher Zyklen vollständig erfolgen. Hinsichtlich der flexiblen Betriebsweise spielen, neben den beschriebenen technischen Kennwerten, ebenso gesetzlichen Vorgaben und Vergütungsstrukturen, auch die Preisentwicklungen auf den Strom-, Regelleistungs- und Wärmemärkten eine sehr wichtige Rolle. Diese sich verändernden Rahmenbedingungen haben wiederum Einfluss auf die technische Ausstattung und somit auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Dieser Sachverhalt konnte im Jahr 2022 gut beobachtet werden, da die hohen Strompreise und auch die z.T. relevanten Schwankungen im Tagesverlauf vielen Anlagen ihr Flexibilität unter Beweis stellten und hohe Erlöse am Strommarkt erzielten. Es ist davon auszugehen, dass das Stromangebot durch flexible Biogasanlagen in diesen Hochpreisphasen preisdämpfend am Strommarkt gewirkt hat.

Anhand der verfügbaren Stamm- und Bewegungsdaten aus dem Jahr 2021 [19, 20], welche von den ÜNB zur Verfügung gestellt werden, lassen sich die nach EEG vergüteten Strommengen zur Ermittlung der jährlichen Volllaststunden heranziehen und somit Aussagen über die Flexibilitätspotentiale dieser Anlagen treffen. Abbildung 4-9 zeigt die ermittelten Volllaststunden des Biogasanlagenbestands (und Biomethan-BHKW) im Jahr 2021 mit und ohne Inanspruchnahme der FLP bzw. des FLZ. Diese zeigt, im Vergleich gegenüber den unflexiblen Bestandsanlagen, einen deutlichen Unterschied bei den jährlichen Vollbenutzungsstunden.

Die jährlichen Volllaststunden fallen bei denjenigen Anlagen am höchsten aus, welche keine der Anreizinstrumente für eine bedarfsorientierte Stromproduktion in Anspruch nehmen. Bei einem Median von ca. 7.400 jährlichen Volllaststunden wird der relevante Teil der Biogasanlagen **ohne** Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie (FZP) bzw. des Flexibilitätszuschlags (FLZ) jährlich zwischen

etwa 5.700 (1. Quartil, 25 %) und 8.200 Volllaststunden (3. Quartil, 75 %) betrieben. Die beschriebenen 5.700 Volllaststunden sind dabei unter anderem auf In- oder Außerbetriebnahmen während des Jahresverlaufs oder technischer Probleme zurückzuführen und stellen nicht den Nennbetrieb der Biogasanlagen dar, da eine Standartanlagen ohne Flexibilität mit so geringen Volllaststunden im Grunde nicht wirtschaftlich betreibbar ist.

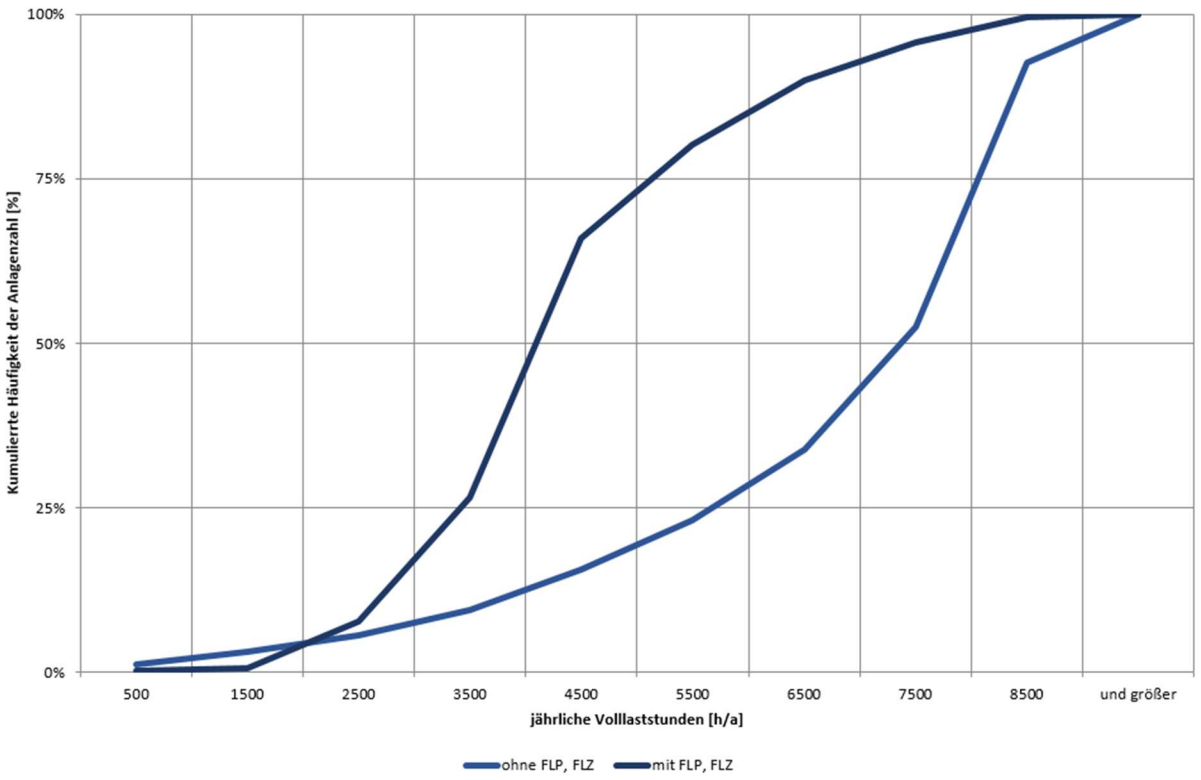


Abbildung 4-9: Kumulierte Häufigkeit der Volllaststunden von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Biomethan-BHKW mit und ohne Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie bzw. des Flexibilitätszuschlags anhand der nach EEG vergüteten Strommengen im Jahr 2021, Anzahl n= 9.891 Anlagen, davon 3.953 mit FLP bzw. FLZ [Eigene Darstellung auf Basis von [44, 45]]

Anlagen mit Inanspruchnahme der FLP oder des FLZ weisen bei Untersuchung der kumulierten Häufigkeit zwischen dem 1. bzw. 3. Quartil ca. 4.100 bzw. 5.100 Volllaststunden auf, während der Median bei etwa 4.100 jährlichen Volllaststunden liegt. Im Jahr 2016 lag der Median bei diesen Anlagen bei ca. 5.200 jährlichen Volllaststunden, sodass sich diese Zahl im Jahr 2021 deutlich reduziert hat. Dabei passen diese Anlagen ihre Leistung zum Teil mehrfach täglich den Gegebenheiten des Strommarktes an (siehe auch Abbildung 4-6), berücksichtigen aber auch den Regelleistungs- und Wärmemarkt. Es ist zu erwarten, dass die jährlichen Volllaststunden im Durchschnitt bei weiter steigendem Preisspread und/oder bei steigenden Substratpreisen weiter sinken, da der Anreiz für eine am Strombedarf orientierte Betriebsweise und einer gesteigerten Flexibilität entsprechend zunimmt. Gleichzeitig lässt der Mechanismus der Flexibilitätsprämie zu, auf Veränderung der Einflussgrößen wie Substratpreis, Wärmebedarf, Strompreisniveau oder veränderte Vor-Ort-Gegebenheiten zu reagieren und die Volllaststunden entsprechend anzupassen. In der Praxis zeigt sich, dass die zulässige Höchstbemessungsleistung von den Anlagen in der Regel angestrebt wird.

4.2.5.2. Hemmnisse für eine bedarfsorientierte Stromproduktion

Grundsätzlich lässt die Regelung im EEG zum flexiblen Anlagenbetrieb den Spielraum, dass - trotz Bezug der FLP oder des FLZ und der vorhandenen technischen Voraussetzung (welche durch Umweltgutachter bestätigt wurde) - die Anlagen im Jahresverlauf vom Strommarkt unbeeinflusst und somit verhältnismäßig unflexibel betrieben werden. Das heißt, die Fähigkeit für einen flexiblen Anlagenbetrieb und der Bezug der Flexibilitätsprämie (oder des Flexibilitätszuschlags) bedeutet nicht zwangsläufig, dass eine bedarfsorientierte Stromproduktion stattfindet. Die hohen Strompreise insbesondre in dem Jahr 2022 und die Strompreisschwankungen haben mögliche Flexibilitäts-potentiale dieser Anlagen weiter mobilisiert. Die Anlagenkonzepte, welche in der Vergangenheit nicht für einen verlässlichen, automatisierten flexiblen Dauerbetrieb technisch ausgestattet wurden, konnten an den Marktpreisschwankungen nur eingeschränkt profitieren. Es ist zu erwarten, dass diese Anlagen die technischen Maßnahmen zunehmend nachholen, um die Potentiale des Zusatzverdiensts an der Strombörse mehr nutzen zu können. Das Interesse an einer Umsetzung einer flexiblen Betriebsweise (nicht nur der technischen Fähigkeit zur Dokumentation für die Förderzugangsbedingungen) ist stark gewachsen.

Aspekte, welche die Flexibilisierung von Bestandsanlagen einschränken:

- Anlagenbetreiber artikulieren häufig, dass das Stromnetz bzw. der genutzte Netzanschlusspunkt für eine relevante Steigerung der installierten Leistung nicht ausreiche.
- Der für den Ausbau des vom Netzbetreiber zugewiesenen Netzanschlusspunktes für neue BHKW führt zu Zusatzkosten, die nicht durch die Mehreinnahmen am Strommarkt ausreichend sicher refinanzierbar sind.
- Inflation für die technische Umsetzung (Investitionskosten, Baukosten, Planungskosten) einer zunehmenden Flexibilität stellt eine Herausforderung dar.
- Die Unwissenheit über die Auslegung des EEG in Bezug auf den Beginn des zehnjährigen Förderzeitraumes.
- Der Wärmemarkt hat einen hohen Einfluss auf den Fahrplanbetrieb und beschränkt z.T. die Flexibilität am Strommarkt, wenn nicht in Wärmespeicherkapazitäten investiert worden ist.
- Die technische Verfügbarkeit der Anlagen war und ist zum Teil noch niedriger als geplant. Eine technische Optimierung – welche i. d. R. möglich ist – wurde in den letzten 12 Monaten immer öfters vorgenommen, da die Erlöspotentiale am Spotmarkt wieder gestiegen sind.
- Das Vertrauen in einen uneingeschränkten Zugriff des Direktvermarkters auf die Anlagen zur Fahrplanerstellung ist bei einigen Anlagenbetreibern z.T. immer noch unzureichend vorhanden, sodass die technischen Möglichkeiten durch sehr kurzfristigen Fernzugriff auf die Anlagen nicht ausgeschöpft werden.

4.2.5.3. Suboptimale Anlagenkonzepte und eingeschränkter Fahrplanbetrieb

Die bisherigen Analysen zeigen, dass sich das Instrument der Flexibilitätsprämie etabliert hat. Der überwiegende Anteil der Biogasanlagenbetreiber hat sich für eine Leistungserhöhung entschieden, um die Flexibilitätsprämie zu beziehen. Gleichzeitig gibt es einen kleinen Teil von Anlagen, welche die

Bemessungsleistung abgesenkt haben (Abbildung 4-7), um flexibel den Strom bereitzustellen. Diese Anlagen reduzieren ihre jährliche Stromproduktion im Vergleich zu den Vorjahren. Es ist wie erwähnt mit einer weiteren Inanspruchnahme dieses Anreizinstruments zu rechnen, da eine bestimmte Fähigkeit für eine bedarfsorientierte Betriebsweise u. a. auch die Voraussetzung für eine Anschlussförderung („Ausschreibungen") für Bestandsanlagen darstellt (§ 39g EEG 2021) und dadurch als Investition in die Zukunft angesehen wird. Der Anreiz nimmt allerdings aus förderstruktureller Sicht ab, da immer weniger Anlagen mit ausreichender Restlaufzeit die Flexibilitätsprämie ausnutzen können, um umfangreiche Investitionen zu refinanzieren.

Vergangene Analysen des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur zeigten, dass Bestands-BHKW („Alt"-BHKW) zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme zusätzlicher neuer BHKW-Aggregate („Neu"-BHKW) im Durchschnitt über 8 Jahre alt sind [42]. D. h. viele „Alt"-BHKW haben ihre technische Lebensdauer bereits erreicht oder sind kurz davor (noch vor Ablauf der 10-jährigen Laufzeit der Flexibilitätsprämie), sodass entweder deren Ersatz oder eine große Revision bzw. Generalüberholung bevorsteht bzw. bevorstehen würde. Hier bestand in der Vergangenheit die Gefahr, dass ein relevanter Teil dieser Bestands-BHKW in das Anlagenkonzept integriert, und zur Berechnung der Höhe der Flexibilitätsprämie herangezogen wird, gleichzeitig allerdings nicht vollumfänglich für den flexiblen Betrieb zur Verfügung steht. Branchengespräche in den letzten Jahren bestätigen die Entwicklung, dass die beschriebene suboptimale Auslegung immer wieder umgesetzt wurde. D. h. das „Alt"-BHKW wird um ein neues BHKW erweitert und der Betriebsschwerpunkt auf das neue BHKW gelegt. Das „Alt"-BHKW wurden dann z.T. nicht (kostenintensiv) generalüberholt. Das EEG greift diesen Sachverhalt allerdings mittlerweile auf und führt eine Art „Qualitätskriterium" ein, dass die neu flexibilisierten Anlagen dazu verpflichtet, eine Mindestlaufzeit im Jahr der gesamten installierten elektrischen Kapazität nachzuweisen. Dennoch bleibt ein nicht genau bezifferbarer Teil etwas unflexibel betriebener Anlagen (trotz Bezug von Flexibilitätsprämie) übrig, da für die (aufgrund des Bestandschutzes) diese Kriterien nicht gelten. Diese Anlagen setzen z.T. die beschriebenen suboptimalen Anlagenkonfigurationen um und integrieren das Bestands-BHKW nicht aktiv in das Betriebskonzept. Die hohen Strompreise und Strompreisschwankungen im Jahr 2022 und das damit verbundene zusätzliche theoretische Erlöspotential konnten von diesen Anlagen allerdings dann auch nicht vollumfänglich mobilisiert werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass einige dieser Anlagen einen weiteren technischen Professionalisierungsschritt vornehmen und zukünftig zunehmend die gesamte installierte Leistung am Standort flexibel einsetzen und vom Strommarkt profitieren.

Die beschriebenen Qualitätskriterien zur Sicherstellung einer bedarfsorientierten Betriebsweise von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung (und auch für sehr flexible Biomethan-BHKW-Anlagen) übernehmen seit dem EEG 2021 mit den §§ 39i und 50 (Viertelstundenregelung) eine wichtige Rolle, um eine Mindestbetriebsweise der gesamten installierten Leistung am Standort einzufordern. Die seither flexibilisierten Anlagen bewegen sich somit i. d. R. innerhalb von 1000 VLH und 4000 VLH (Biomethan-Stromerzeugungsanlagen mind. mit 500 VLH).

4.2.6. Flexibilisierungsanreize für weitere Anlagen zur Stromerzeugung aus Biomasse und Gasen

Bisher werden förderpolitische Anreize hinsichtlich einer bedarfsorientierten Stromproduktion für die Betreiber von Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung und Biomethan-KWK-Anlagen gesetzt

(Flexibilitätsprämie und -zuschlag), als auch Pflichten für Anlagen festgelegt, welche Biomasse als Einsatzstoff/Brennstoff einsetzen oder auch welche Höchstbemessungsleistung am Anlagenstandort realisiert werden darf.

Für die Anlagentechnologien zur Stromerzeugung aus Gasen, wie Grubengas, Deponiegas und Klärgas, existiert außer den marktwirtschaftlichen Anreizen am Strom- und Regelleistungsmarkt keine direkte Förderung zur Flexibilisierung der Stromerzeugung. Nachfolgend sollen Ansätze vorgestellt werden, ob und inwieweit Flexibilisierungsanreize ebenfalls für Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen sinnvoll sein könnten.

Aufgrund unterschiedlicher Anlagentechnik und Standortbedingungen haben Klärgasanlagen einen anderen Fokus. Kläranlagen besitzen primär die Aufgabe der Abwasserbehandlung und sind regelmäßig die größten Stromverbraucher in Kommunen [49]. Das produzierte Klärgas wird aktuell in BHKW-Anlagen zur Strom- und Wärmeversorgung der Kläranlage genutzt. Nur die (zum Teil geringen) Überschussstrommengen (also die Strommengen, welche nicht vor Ort benötigt werden) werden in das öffentliche Netz eingespeist. Dabei wurde oft in der Vergangenheit nicht darauf geachtet, inwieweit es eine hohe Nachfrage am Strommarkt für diese Strommengen gibt. Es ist allerdings davon auszugehen, dass sich das in den letzten Monaten etwas geändert hat. Zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft und Photovoltaik ist der Anlagenbetrieb bisher dennoch nicht optimiert. Das heißt, Stromproduktion und –verbrauch am Anlagenstandort wird, aufgrund der Eigenstromoptimierung, nur bedingt den Erfordernissen des (zukünftigen) Energieversorgungssystems angepasst. Zukünftige Förderanreize könnten einerseits darauf abzielen, die technische Ausstattung von Kläranlagen für eine bedarfsorientierte Stromproduktion anzupassen. Auf der anderen Seite wäre es möglich, den Eigenstrombedarf der Kläranlage zunehmend in Zeiten geringer Börsenstrompreise (geringer allgemeiner Strombedarf bzw. hohes Angebot an fluktuierender Erzeugung) zu verlagern. Dadurch könnten Klärgasanlagen eine verlässliche zusätzliche Flexibilitätsoption darstellen. Entsprechend könnten die technischen, rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen so weiter entwickelt werden, dass diese neue Betriebsweise in den Kommunen umgesetzt wird (siehe [50], [51], [52]). Aktuell werden auch nur geringe Strommengen in der Sekundär-Regelenergie vermarktet. Zur Flexibilisierung von Klärgas BHKW laufen gleichwohl einige F&E-Vorhaben, z. B. [21–23].

Der Fokus von Deponie- und Grubengasanlagen liegt darauf, austretendes Methan energetisch zu nutzen bzw. Treibhausgasemissionen in die Atmosphäre zu minimieren. Elektrische Überkapazitäten ergeben sich bei diesen Anlagentypen durch die mit der Zeit reduzierten austretenden Gasmengen und dadurch sinkenden Volllaststunden. Aus dieser Hinsicht ergibt sich über den zeitlichen Verlauf und aus Perspektive der Betreiber bereits ein marktwirtschaftlicher Anreiz, die energetische Verwertung der Gase in Zeiten hohen Bedarfs zu verschieben, wenn die Anlagen nicht mehr voll ausgelastet sind. Allerdings ist an dieser Stelle der Nachweis erforderlich, dass es durch eine veränderte Betriebsweise nicht zu einer Entweichung zusätzlicher Gasmengen in die Atmosphäre kommt. Zudem können kurzfristige Veränderungen der entnommenen Gasmengen zu technisch nicht beherrschbaren Qualitätsschwankungen im Gas führen, sodass eine flexible Gasentnahme und eine bedarfsorientierte Stromproduktion nicht oder nur schwer möglich macht. Eine zusätzliche Flankierung bzw. weitere Förderanreize für eine am Strombedarf orientierte Stromerzeugung erscheinen aus aktueller Sicht für Deponie- und Grubengasanlagen nicht zwingend notwendig.

5. Ökonomische Aspekte (AP 4)

Die Berechnung der Stromgestehungskosten der Biomasse- und KDG-Anlagen basiert auf der Basis der Annuitätenmethode (VDI 2067) und stellt eine Aktualisierung der Kostenbewertung vorangegangener Berichte zum Vorhaben „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes: Vorhaben IIa Stromerzeugung aus Biomasse" [53] dar. Die Stromgestehungskosten werden per Energieeinheit anhand der Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) ermittelt. Mit der Novellierung des EEG 2023, bestand zudem die Notwendigkeit, aktuelle Wirtschaftlichkeitsberechnungen verschiedener Anlagenkonstellationen von Biomasseanlagen für die Europäische Kommission vorzulegen. Im Vordergrund steht der Vergleich der ermittelten Stromgestehungskosten mit den jeweils anwendbaren Einspeisevergütungen, um Über- bzw. Unterförderung der Anlagenkonstellationen ableiten zu können.

Entsprechend der Anforderung der Europäischen Kommission wurden die Kostenberechnungen seit 3/2022 zusätzlich nach der Funding GAP Analyse (sog. Finanzierungslücke) dem BMWK übermittelt. Hinsichtlich Funding GAP Analysen werden für die Stromerlöse für alle Konzepte die Vermarktungswerte nach den Strompreisszenario KOAV Germany-EAU low von Energy Brainpool vom 15. März 2023 verwendet. Für die Entwicklung der Strompreise werden Annahmen nach Prognos 2023 [54] zu Grunde gelegt (entspricht Endkundenstrompreise 27 ct/kWh$_{el}$ im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos [54]). In diesem Bericht sind lediglich die Gestehungskosten (mit /ohne Wärmeerlöse) dargestellt.

Folgende Anlagekonzepte wurden betrachtet:

1) Biogasanlagen:
   a) Biogasanlage 500 kW$_{el}$: Neubau 20 Jahre sowie Bestandsanlage 10 Jahre, 2,25-fach überbaut
   b) Güllekleinanlagen (jeweils 75 und 150 kW$_{el}$): Neubau 20 Jahre sowie Bestandsanlage, 10 Jahre
   c) Bioabfallvergärungsanlage 1,5 MW$_{el}$ (~667 kW$_{el}$ Bemessungsleistung), Neubau, 20 Jahre
2) Biomethan-BHKW: hochflexibel (sog. Peaker) (Neubau, 20 Jahre), 10 % Bemessungsleistung
   a) Biomethan-BHKW 500 kW$_{el}$
   b) Biomethan-BHKW 2 MW$_{el}$
   c) Biomethan-BHKW 7 MW$_{el}$
   d) Biomethan-BHKW 10 MW$_{el}$
3) Feste Biomasse-Anlagen:
   a) 4,8 MW$_{el}$ Holzheizkraftwerk (Holzhackschnitzel aus Waldrestholz), Neubau, 20 Jahre; Bestand (10 Jahre)
   b) 35 kW$_{el}$ Biomassevergaser, Neubau, 20 Jahre

Für die Anlagenkonzepte wurden je nach Anlagenkonzept sowohl Bestandsanlagen (10 Jahre, Retrofit-Faktor 15 %) als auch Neuanlagenkonzepte (20 Jahre) mit IBN 2023 (nach EEG 2023) Betrachtet. Die Kosten für Rückbau der Anlagen wurden mit 5 % der Investitionen angenommen (nur bei Kapitalkosten ausgewiesen) (Ausnahme: Biomethan-BHKW hochflexibilisiert: ohne Rückbau).

Der Anteil extern verkaufter Wärme, bezogen auf die bereitgestellte Bruttowärmemenge, wird bei den Anlagenkonzepten (bei denen Wärmeerlöse mitbetrachtet wurden) einheitlich 3 ct/kWh$_{th}$ (frei Flansch BHKW) angesetzt. Die Höhe der Wärmeerlöse sind frei Flansch für den BHKW-Betreiber zu

verstehen und spiegeln nicht die Höhe der Endverbraucher-Werte wider, die entsprechend den Preisgestaltungen der Wärmeverkäufer mit den Endkunden weitere Kosten wie Bau und Betrieb der Wärmenetze, Netzentgelte für Durchleitung etc. einkalkulieren.

Als Kalkulationszinssatz wurde der WACC (Weighted Average Cost of Capital), welcher die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten abbildet, mit folgender Formel berechnet:

$$WACC = EK_{Zins}\ x\ Anteil\ EK + FK_{Zins}\ x\ Anteil\ FK$$

Die Gesamtdarstellung der ermittelten Stromgestehungskosten mit und ohne Wärmerlöse sind nach Art des Anlagenkonzeptes in Tabelle 5-1 im Überblick dargestellt.

Tabelle 5-1: Überblick der ermittelten Stromgestehungskosten der betrachteten Biomasse-Konzepte nach EEG 2023 mit und ohne Berücksichtigung der Wärmeerlöse (DBFZ 05/2023)

Substrat-kategorie	Anlagenkonzept nach EEG 2023	Strom-gestehungs-kosten ohne Wärme-erlöse in ct/kWh$_{el}$	Strom-gestehungs-kosten inkl. Wärme-erlöse in ct/kWh$_{el}$
NawaRo/Gülle	Landwirtschaftliche Biogasanlage, 500 kW$_{el}$, Bestandsanlage, ohne Transportkosten Gülle	22,83	21,32
NawaRo/Gülle	Landwirtschaftliche Biogasanlage, 500 kW$_{el}$, Bestandsanlage, mit Transportkosten Gülle	23,14	21,63
NawaRo/Gülle	Landwirtschaftliche Biogasanlage, 500 kW$_{el}$, Neuanlage, ohne Transportkosten Gülle	29,71	28,18
NawaRo/Gülle	Landwirtschaftliche Biogasanlage, 500 kW$_{el}$, Neuanlage, mit Transportkosten Gülle	30.05	28,47
Bioabfall	Bioabfallvergärung, 1,5 MW$_{el}$ install. Leistung Neuanlage	20,10	18,92
Gülle	Güllebasierte Biogasanlage, 75 kW$_{el}$, Bestandsanlage	17,16	16,32
Gülle	Güllebasierte Biogasanlage, 75 kW$_{el}$, Neuanlage	26,16	25,28
Gülle	Güllebasierte Biogasanlage, 150 kW$_{el}$, Bestandsanlage	15,53	14,82
Gülle	Güllebasierte Biogasanlage, 150 kW$_{el}$, Neuanlage	21,45	20,71
Biomethan	Biomethan-BHKW, 500 kW, hochflexibilisiert (10 % P$_{Bem}$)	43,79	39,71
Biomethan	Biomethan-BHKW, 2 MW$_{el}$, hochflexibilisiert (10% P$_{Bem}$)	37,71	33,82
Biomethan	Biomethan-BHKW, 7 MW$_{el}$, hochflexibilisiert (10% P$_{Bem}$)	34,90	31,58
Biomethan	Biomethan-BHKW, 10MW$_{el}$, hochflexibilisiert (10% P$_{Bem}$)	32,98	29,66
Feste Biomasse	Biomassevergaser_35 kW, Neuanlage	37,22	30,80
Feste Biomasse	HKW 4,8 MW, Waldrestholzhackschnitzel, Neuanlage	26,71	25,01
Feste Biomasse	HKW 4,8 MW, Waldrestholzhackschnitzel, Bestandsanlage	20,89	19,32

Im Folgenden werden die Annahmen und die Ergebnisse für die betrachten Biomassenanlagen nach Art der Biomasse differenziert dargestellt.

5.1. Biogasanlagen

Die Kostenbetrachtungen der Biogasanlagen basieren auf dem Datenstand 5/2023. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten der betrachteten Biogasanlagen wurden drei Anlagenkonzepte in verschiedenen Leistungsgrößen betrachtet:

1) NawaRo-basierte Biogasanlagen mit NawaRo-Gülle-Mix
2) Güllekleinanlagen
3) Bioabfallanlagen

Die Gaserträge der Biogaskonzepte basieren auf KTBL 2017/2018 (analog EEG-Monitoring Bericht IEE (2019) [53]). Aufgrund der notwendigen Bemessungsleistung der Biogaskonzepten (45 % Bemessungsleistung nach EEG-2023) wurden für den Betrieb 3.900 h/a Volllaststunden berücksichtigt. Bei Bestandsanlagen wurde ein Invest für den Weiterbetrieb mit einem Retrofit-Faktor von 15 % der ursprünglichen Investitionen der Biogasanlage angenommen.

Für die betrachteten BHKW-Module (Biogas und Erdgas-BHKW-Module) wurden die Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020 [55] berücksichtigt (vgl. Anhang 9.4). Die Kosten bzgl. der Einbindung des 2 MW Biogas-BHKW-Moduls erfolgte nach Abschätzungen DBFZ. Da die Wirkungsgrade unter Normbedingungen der BHKW-Module ermittelt wurden, werden für die Berechnungen durchschnittliche Wirkungsgrade verwendet, die bei den elektrischen Wirkungsgraden 1 % unter den angegebenen BHKW-Wirkungsgraden liegen. Im Vergleich zu den ASUE-BHKW-Daten 2014/2015 wurden ca. 10 % Preissteigerungen bei den BHKW-Modulen festgestellt; zudem Preissteigerungen bei den spezifischen Kosten für den Vollwartungsvertrag.

Für die Bestandsanlagen des NawaRo/Gülle-Konzeptes wurde unterstellt, dass die Anlagen bereits in der 1. Förderperiode flexibilisiert wurden und demnach in der 2. Förderperiode (Teilnahme an Ausschreibung) keine Flexprämie (130 €/kW) erhalten. Für Neuanlagen wird ein Flexzuschlag von 65 €/kW installierter Leistung gewährt.

Die Entwicklung der Strompreise erfolgte analog der anderen Biomassekonzepte nach Prognos 2023 [54].

Die Ergebnisse der ermittelten Stromgestehungskosten ausgewählter Konzepte für Biogasanlagen sind in den folgenden Tabellen zusammenfassend dargestellt.

5.1.1. Biogasanlagen (NawaRo/Gülle)

Für das Biogaskonzept auf der Basis von NawaRo und Gülle (40 % Maissilage, 30 % Getreide-GPS, 30 % Rindergülle) wurde eine Anlage mit 500 kW_{el} Bemessungsleistung, flexibilisiert auf 1.250 kW_{el} betrachtet. Die Annahmen und Ergebnisse sind für die Neuanlage in Tabelle 5-2 und für die Bestandsanlage in Tabelle 5-3 zusammengefasst.

Tabelle 5-2: Stromgestehungskosten für Neuanlage (Biogas) - NawaRo-BGA 500 (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage (Biogas) - NawaRo-BGA 500	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	1,25 MW_{el} (500 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	41 %
Wirkungsgrad thermisch	44 %
Volllaststunden	3.900 h/a (EEG-2023: 45 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Mischsubstrat (*30 % Getreide-GPS, 40 % Maissilage*; 30 % Rindergülle), frischmassebezogen (FM)
Kosten Einsatzstoffe	50,00 €/t_{FM} für Anbaubiomasse, 0 €/t_{FM} für Rindergülle (Transportkosten 3,20 €/t FM Gülle)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	8 %
Eigenwärmebedarf	20 % *(anteilig an der produzierten Wärmemenge insgesamt)*
Wärmeauskopplung	45 % *(extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf produzierte Brutto-Wärmemenge)*
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	20%
Fremdkapitalanteil	80%
Eigenkapitalzins	8%
Fremdkapitalzins	3%
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4%
Spezifische Investitionen	6.662 €/kW_{el} Bemessungsleistung *(inkl. Flexibilisierung mit 2,5-facher Überbauung)*
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	30,05 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	1,58 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	28,47 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert Neuanlage	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt
Flexzuschlag für Neuanlagen	1,67 ct/kWh_{el} *(EEG 2023: 65 €/kW)*
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~1,0 ct/kWh_{el}

Tabelle 5-3: Stromgestehungskosten für Bestandsanlage Biogas 500 kW, NawaRo-BGA 500-B (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Bestandsanlage Biogas Flex (2,4-fach) - NawaRo-BGA -500	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	10 Jahre
Nennleistung	0,500 MW_{el} (474 kW_{el} Bemessungsleistung)
Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	BHKW 1 (500 kW_{el}):41 %, BHKW 2 (635 kW_{el}): 41 %
Wirkungsgrad thermisch	BHKW 1 (500 kW_{el}):44 %, BHKW 2 (635 kW_{el}): 44 %
Volllaststunden	3.900 h/a (45 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Mischsubstrat (30 % Getreide-GPS, 40 % Maissilage, 30 % Rindergülle), frischmassebezogen (FM)
Kosten Einsatzstoffe	50,00 €/t_{FM} für Anbaubiomasse, 0 €/t_{FM} für Rindergülle (Transportkosten 3,20 €/t FM Gülle)
Strombezugskosten	26 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnd nach Prognos
Eigenstrombedarf	8 %
Eigenwärmebedarf	20 % *(anteilig an der produzierten Brutto-Wärmemenge insgesamt)*
Wärmeauskopplung	45 % *(extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf die produzierte Brutto-Wärmemenge, entspricht 50 % der verwertbaren Wärmemenge nach Abzug Eigenbedarf)*
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen (für 10-jährige Laufzeitverlängerung)	999,33 €/kW_{el} Bemessungsleistung *(inkl. Flexibilisierung); Retrofit-faktor 15 % auf Anfangsinvestition*
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	23,14ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	1,51 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	21,63 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert Bestands-Biogasanlage	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt
Flexprämie für Bestandsanlagen	0 ct/kWhel (130 €/kW_{el} zusätzlich flexibler Leistung)
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~1,0 ct/kWh_{el}

5.1.2. Güllekleinanlagen

Für die Kategorie der Güllekleinanlagen wurden Stromgestehungskosten für zwei Leistungsbereiche (75 und 150 kW_{el}) als Neu- und Bestandsanlage berechnet.

Bei Bestandsanlagen wurde der Weiterbetrieb von 10 Jahren betrachtet (Anschlussförderung), wobei die ermittelten Stromgestehungskosten mit und ohne Wärmeerlöse ausgewiesen werden. Als Mindestgülleanteil wurde 80 % berücksichtigt. Im kleinen Leistungsbereich sind überwiegend güllebasierte Kleinanlagen in Betrieb, daher werden 80 % Rindergülle und 20 % Festmist (Frischmasse-bezogen) angenommen. Die Transportkosten der Wirtschaftsdünger werden mit 3,20 €/t FM angesetzt.

Aufgrund des hohen Gülleanteils wird im Vergleich zu den anderen Biogaskonzepten ein höherer Eigenwärmbedarf (60 %) angenommen; so dass für externe Wärmenutzungen 20 % der produzierten Wärme berücksichtigt werden. Für die Wärmeerlöse werden analog der anderen Biomassekonzepte 3 ct/kWh_{th} (frei BHKW Flansch) berechnet.

Die Ergebnisse der ermittelten Stromgestehungskosten für die Güllekleinanlagen sind in den folgenden Tabellen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 5-4: Stromgestehungskosten für Biogas- Güllekleinanlage (Neuanlage), 75 kW_{el} (Gülle-BGA 75) (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage (Biogas) – Güllekleinanlage 75 kW_{el} (Gülle-BGA-75)	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	0,075 MW_{el} (70,2 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	36 %
Wirkungsgrad thermisch	48 %
Volllaststunden	8200 h/a
Einsatzstoffe	Mischsubstrat: 80 % Rindergülle, 20 % Rinderfestmist; frischmassebezogen (FM)
Kosten Einsatzstoffe	3,2 €/t_{FM} für Substrate (ausschließlich Transportkosten)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	8 %
Eigenwärmebedarf	60 % *(anteilig an der produzierten Brutto-Wärmemenge)*
Wärmeauskopplung	20 % *(extern genutzte Wärmemenge bezogen auf die produzierte Brutto-Wärmemenge)*
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	8.549 €/kW_{el} (ohne Rückbau und Genehmigung)
Kapitalgebundene Kosten	10,03 ct/kWh_{el}
Verbrauchsgebundene Kosten	6,95 ct/kWh_{el}
Betriebsgebundene Kosten	7,44 ct/kWh_{el}
Sonstige Kosten	1,73 ct/kWh_{el}
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	26,16 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	0,87 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	25,28 ct/kWh_{el}
Vergütung (EEG 2023)	22 ct/kWh_{el} (§44 EEG 2023)

Tabelle 5-5: Stromgestehungskosten Biogas - Güllekleinanlage (Bestandsanlage für Anschlussförderung) - 75 kW_{el} (Gülle-BGA 75-B) (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Biogas Güllekleinanlage (Bestandsanlage) - 75 kW_{el} (Gülle-BGA-75-B)	
Inbetriebnahmejahr	IBN 2003 (Bestandsanlage), Fortführung für weitere 10 Jahre
Kalkulatorische Nutzungsdauer	10 Jahre
Nennleistung	0,075 MW_{el} (70,2 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	36 %
Wirkungsgrad thermisch	48 %
Volllaststunden	8.200 h/a
Einsatzstoffe	Mischsubstrat (80 % Rindergülle, 20 % Festmist), frischmassebezogen (FM)
Kosten Einsatzstoffe	3,2 €/t_{FM} für Substrate (ausschließlich Transportkosten)
Strombezugskosten	26 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	8 %
Eigenwärmebedarf	60 % *(anteilig an der produzierten Brutto-Wärmemenge)*
Wärmeauskopplung	20 % *(extern genutzte Wärmemenge bezogen auf die produzierte Brutto-Wärmemenge)*
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	1.282 €/kW_{el} Bemessungsleistung (Weiterbetrieb); ursprünglicher Invest 8.549 €/kW)
Kapitalgebundene Kosten	2,41 ct/kWh_{el}
Verbrauchsgebundene Kosten	6,32 ct/kWh_{el}
Betriebsgebundene Kosten	6,84 ct/kWh_{el}
Sonstige Kosten	1,59 ct/kWh_{el}
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	17,16 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	0,84 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	16,32 ct/kWh_{el}
Vergütung	15,42 ct/kWh_{el} (§12c EEV)

Tabelle 5-9: Stromgestehungskosten für Biogas- Güllekleinanlage (Neuanlage), 150 kW_{el} (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage (Biogas) – Güllekleinanlage 150 kW	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	0,150 MW_{el} (139,5 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	39 %
Wirkungsgrad thermisch	44 %
Volllaststunden	8200 h/a
Einsatzstoffe	Mischsubstrat: 80 % Rindergülle, 20 % Rinderfestmist; frischmassebezogen (FM)
Kosten Einsatzstoffe	3,2 €/t_{FM} für Substrate (ausschließlich Transportkosten)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	8 %
Eigenwärmebedarf	25 % *(anteilig an der produzierten Brutto-Wärmemenge)*
Wärmeauskopplung	20 % *(extern genutzte Wärmemenge bezogen auf die produzierte Brutto-Wärmemenge)*
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	6.598 €/kW_{el} (ohne Rückbau und Genehmigung)
Kapitalgebundene Kosten	6,50 ct/kWh_{el}
Verbrauchsgebundene Kosten	6,61 ct/kWh_{el}
Betriebsgebundene Kosten	7,00 ct/kWh_{el}
Sonstige Kosten	1,34 ct/kWh_{el}
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	21,45 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	0,74 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	20,71 ct/kWh_{el}
Vergütung (EEG 2023)	20,61 ct/kWh_{el} (§44 EEG 2023)

Tabelle 5-10: Stromgestehungskosten Biogas - Güllekleinanlage (Bestandsanlage für Anschlussförderung) - 150 kW_{el} (Gülle-BGA 150-B) (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Biogas Güllekleinanlage (Bestandsanlage) - 150 kW_{el} (Gülle-BGA-150-B)	
Inbetriebnahmejahr	IBN 2003 (Bestandsanlage), Fortführung für weitere 10 Jahre
Kalkulatorische Nutzungsdauer	10 Jahre
Nennleistung	0,150 MW_{el} (139,5 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Nassfermentation, Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	39 %
Wirkungsgrad thermisch	44 %
Volllaststunden	8.200 h/a
Einsatzstoffe	Mischsubstrat (80 % Rindergülle, 20 % Festmist), frischmassebezogen (FM)
Kosten Einsatzstoffe	3,2 €/t_{FM} für Substrate (ausschließlich Transportkosten)
Strombezugskosten	26 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	8 %
Eigenwärmebedarf	25 % *(anteilig an der produzierten Brutto-Wärmemenge)*
Wärmeauskopplung	20 % *(extern genutzte Wärmemenge bezogen auf die produzierte Brutto-Wärmemenge)*
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	1.188 €/kW_{el} Bemessungsleistung (Weiterbetrieb); ursprünglicher Invest 6.598 €/kW)
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	15,53 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	0,71 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	14,82 ct/kWh_{el}
Vergütung	11,74 ct/kWh_{el} (§12c EEV)

5.1.3. Anlagen zur Bioabfallvergärung

Für die Betrachtung der Bioabfallanlagen (Vergärung von Biogut bzw. Biotonne) wurde eine Neuanlage (1,5 MW_{el} installierte Leistung, 667 kW_{el} Bemessungsleistung, 100 % Biotonne, flexibilisiert) betrachtet. Als Erlöse für die Verwertung der Bioabfälle wurden 34 €/t FM angenommen.

Die Ergebnisse der ermittelten Stromgestehungskosten zur Bioabfallvergärung sind in Tabelle 5-6 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 5-6: Stromgestehungskosten Bioabfallanlage (Neuanlage) 1,5 MW_{el} installierte Leistung, flexibilisiert (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten Bioabfallanlage (Neuanlage) 1,5 MW_{el} install. Leistung, flexibilisiert	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	1,5 MW_{el} (667,8 kW_{el} Bemessungsleistung)
Technologie	Kontinuierliche Trockenfermentation, Verbrennung inkl. Vor-Ort-Verstromung, Kraft-Wärme-Kopplung, Gas-Otto-Motor
Wirkungsgrad elektrisch	42 % (2x 750 kW_{el}-BHKW-Module)
Wirkungsgrad thermisch	43 %
Volllaststunden	3.900 h/a (EEG-2023: 45 % Bemessungsleistung)
Wärmeauskopplung	35 % *(Wärmenutzungsgrad (extern verfügbare Wärmemenge)* 30 % *Eigenwärmebedarf (anteilig an der produzierten Wärmemenge)*
Eigenstrombedarf	25 %
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnd nach Prognos
Einsatzstoffe	100 % Bioabfall *(Biotonne)*
Kosten Einsatzstoffe	-34,00 €/t_{FM} Erlös für Bioabfall *(Vorzeichenumkehr beachten!)*
Entsorgung Störstoffe	Annahme: 5 % Störstoff-Anteil, Entsorgungskosten für Verbrennung: 100 €/t
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	20 %
Fremdkapitalanteil	80 %
Eigenkapitalzins	8 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	12.711 €/kW_{el} Bemessungsleistung *(inkl. Flexibilisierung, Kostensteigerung BHKW)*
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Gutschriften)*	20,10 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	1,17 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromerzeugungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	18,92 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert 2021	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt
Flexzuschlag für Neuanlagen	1,67 ct/kWh_{el} *(EEG 2023: 65 €/kW)*
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~1,0 ct/kWh_{el}

5.2. Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert)

Die Kostenbetrachtungen der Biomethan-BHKW basieren auf dem Datenstand 5/2023.

5.2.1. Annahmen Biomethan

Im EEG 2023 werden Anreize für hochflexibilisierte Biomethan-BHKW (10 % Bemessungsleistung; 876 h/a) in ausgewählten Landkreisen in Süddeutschland (gemäße EEG 2023, Anlage 5, vgl. Anhang 0). angereizt.

Für diese Biomethan-BHKW wurde von folgenden Voraussetzungen ausgegangen:

- Es existiert keine hundertprozentige Wärmenutzungspflicht.
- Es sind nur neue Biomethan-BHKWs in der separaten Biomethanausschreibung in der sogenannten Südregion zulässig
- Laufzeit 20 Jahre (Neuanlage)
- Flexzuschlag beträgt 65 €/kW installierte Leistung
- Es gibt keine Substratbindung für Biomethan-BHKW, aber der Maisdeckel ist zu beachten (max. 40 % Maissilage (2023), massebezogen)
- Betriebsstunden liegen bei 876 h/a (10-fache Überbauung, 10 % Bemessunsgleistung)
- Variation des Biomethanbezugspreises
  - Bandbreite mit 6 - 10 ct/kWh$_{Hs,}$
  - Basiswert 9 ct/kWh$_{Hs}$
  - langfristiger Betrachtungshorizont: höhere Gestehungskosten für NawaRo-basiertes Biomethans
  - Berücksichtigung der Netzentgelte am Ausspeisepunkt bereits im ausgewiesenem Biomethanbezugspreis
- Wärmeanforderung:
  - Basisfall: keine Wärmenutzung, da keine Wärmeanforderung (EEG 2023)
  - Variation mit und ohne externe Wärmenutzung
  - mit Wärmenutzung: wenn BHKW an Wärmenetz angeschlossen ist, werden Wärmeerlöse 3 ct/kWh$_{th}$ (BHKW-Flansch) berücksichtigt
- BHKW Modul:
  - Wahl der Wirkungsgrade und Kosten für Erdgas-BHKW-Module basieren auf den Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums [55] (500 und 1.000 kW); für 10.000 kW-Modul erfolgt eine Abschätzungen des DBFZ, da nach Angaben des BHKW-Infozentrums für die 10 MW-Anlage zu wenige Daten vorliegen, um daraus statistische Werte abzuleiten (vgl. Anhang 9.3, Abbildung 9-6).
  - Die elektrischen Wirkungsgrade sind sehr einflussstark, daher wird angenommen, dass die BHKW-Module mit den höchsten elektrischen Wirkungsgraden je Leistungsgröße ausgewählt werden; abzgl. 1 % bei dem elektrischen Wirkungsgrad; der thermische Wirkungsgrad wird wie zum passenden Modul vorgegeben berücksichtigt (ohne Abzug des thermischen Wirkungsgrades)
  - Kosten für den Wartungsvertrag basieren auf Erdgas-BHKW (nach BHKW Infozentrum, Kenndaten 2019/2020 [55]) abzgl. 15 %, da Flexbetrieb mit geringer Laufzeit angenommen

wird: 500 kW-Modul: 1,06 ct/kWh$_{el}$, 1.000 kW: 0,85 ct/kWh$_{el}$, 10.000 kW-Modul: 0,6 ct/kWh$_{el}$

- Es wird kein Personalbedarf für BHKW angenommen, da dieser über den Wartungsvertrag abgedeckt ist.
- Strombedarf BHKW: BHKW ohne Wärmenutzung: 2,5 % bez. auf Stromproduktion, da Notkühler benötigt wird, aber kein Abgaswärmetauscher; bei BHKW mit Wärmenutzung: 2 % (da Notkühler nicht benötigt wird, aber Abgaswärmetauscher)
- Es gibt eine Kosteneinsparung beim BHKW-Modul, da der Abgaswärmetauscher nicht gebraucht wird, dieser steht den Zusatzkosten für den Tischkühler gegenüber.

- Stromkosten 27 ct/kWh$_{el}$ im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos 2023 [54]
- Die Erlöse am Strommarkt sind relevant, daher werden mind. 2 ct/kWh$_{el}$ Mehrerlöse für den flexiblen Betrieb des Biomethan-BHKW angenommen und in der Bandbreite bis 5 ct/kWh$_{el}$ variiert, da hochflexible Anlagen aktuell höhere Mehrerlöse erzielen können.
- Der Einfluss der Strukturierungskosten aufgrund des Gasentnahmeprofils von Biomethan (876 h/a) wird nicht berücksichtigt, da in der Südregion vergleichsweise wenig relevant (wenig Windenergie, eher PV geprägt).

5.2.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten

Die Ergebnisse der Stromgestehungskosten für die betrachteten Biomethan-BHKW (876 h/a hoch flexibilisiert) mit Variation des Biomethan-Bezugspreises im Vergleich zu den möglichen Erlösen sind in den nachfolgenden Tabellen dargestellt (Stand 5/2023). Dabei werden die Stromgestehungskosten für den Fall „Biomethan-BHKW ohne Wärmenutzung" (vgl. Tabelle 5-7) und für den Fall „Biomethan-BHKW mit Wärmenutzung" (vgl. Tabelle 5-8) variiert.

Tabelle 5-7: Stromgestehungskosten in ct/kWh$_{el}$ der Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert) nach Leistungsgröße mit Variation des Biomethanbezugspreises inkl. Gasnetzentgelte im Vergleich zu den Erlösen (ohne Wärmeerlöse) (DBFZ, 05/2023)

BHKW-Modul kW$_{el}$	Stromgestehungskosten vs. Erlöse				
Biomethanbezugspreis, ct/kWh$_{Hs}$ (inkl. Gasnetzentgelte)	10	9	8	7	6
500 kW$_{el}$	47,0	43,8	40,6	37,4	34,2
2.000 kW$_{el}$	40,8	37,7	34,6	31,5	28,4
7.000 kW$_{el}$	37,9	34,9	31,9	28,9	26,0
10.000 kW$_{el}$	35,9	33,0	30,1	27,2	24,2
Höchstgebotswert EEG-2023, ct/kWh$_{el}$	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Flexzuschlag (65 €/kW$_{el}$)	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Mehrerlöse Flex 2 bis 5 ct/kWh$_{el}$	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0
Erlöse gesamt, ct/kWh$_{el}$ (Bandbreite)	**28,7-31,7**	**28,7 -31,7**	**28,7 -31,7**	**28,7 -31,7**	**28,7 -31,7**

Tabelle 5-8: Stromgestehungskosten in ct/kWh$_{el}$ der Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert) nach Leistungsgröße mit Variation des Biomethanbezugspreises inkl. Gasnetzentgelte im Vergleich zu den Erlösen (mit Wärmeerlösen von 3 ct/kWh$_{th}$ für 876 h/a) (DBFZ, 05/2023)

BHKW-Modul kW$_{el}$	**Stromgestehungskosten vs. Erlöse**				
Biomethanbezugspreis, ct/kWh$_{Hs}$ (inkl. Gasnetzentgelte)	10	9	8	7	6
500 kW$_{el}$	42,9	39,7	36,5	33,3	30,1
2.000 kW$_{el}$	36,9	33,8	30,7	27,6	24,5
7.000 kW$_{el}$	34,6	31,6	28,6	25,6	22,6
10.000 kW$_{el}$	32,6	29,7	26,7	23,8	20,9
Höchstgebotswert EEG-2023, ct/kWh$_{el}$	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Flexzuschlag (65 €/kW$_{el}$)	7,4	7,4	7,4	7,4	7,4
Mehrerlöse Flex 2 bis 5 ct/kWh$_{el}$	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0	2,0 - 5,0
Erlöse gesamt, ct/kWh$_{el}$ (Bandbreite)	**28,7- 31,7**	**28,7 -31,7**	**28,7 -31,7**	**28,7 -31,7**	**28,7-31,7**

In den folgenden Tabellen sind die Kostendarstellungen für die BHKW-Konzepte unterschiedlicher Leistungsgrößen (0,5 MW$_{el}$, 2 MW$_{el}$, 7 MW$_{el}$ und 10 MW$_{el}$) im Detail gelistet.

Im EEG 2023 sind für die hochflexiblen Biomethananlagen 10 % Bemessungsleistung festgelegt. Weitere Kostenbetrachtungen wurden anhand der 10 MW Anlage mit Variation der Höhe der Bemessungsleistung und mit Variation der Biomethanbezugspreise betrachtet. Exemplarisch sind die ermittelten Stromgestehungskosten der 10 MW-Anlage im Vergleich zu den möglichen Erlösen für den Biomethanbezugspreis von 9 ct/kWh$_{Hs}$ (NawaRo-Biomethan) im Anhang 9.5 dargestellt. Die Variation der Bemessungsleistung erfolgte für 10 %, 15 %, 20 % und 25 % und soll die Entwicklung der Stromgestehungskosten gegenüber möglichen Erlösen verdeutlichen. Die Laufzeit der Betrachtungen wurde mit 20 Jahren für die Neuanlagen angenommen. Mögliche Erlöse ergeben sich aus dem Zuschlagswert der Ausschreibung für Biomethan, dem Flexzuschlag, potentielle Flex-Mehrerlöse sowie Wärmeerlöse - im Fall der Konzepte mit Wärmenutzung. Die Wärmeerlöse wurden dabei mit 3 ct/kWh$_{th}$ (frei Flansch BHKW) angesetzt. Die Option, eine Erhöhung der Bemessungsleistung gegenüber der aktuellen Regelung mit 10 % Bemessungsleistung für Biomethan vorzusehen, könnte Projekte anreizen, die in KWK betrieben werden und damit die Substitution eines anderen Wärmeerzeugers am Standort ermöglichen.

Tabelle 5-9: Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 0,5 MW (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage – Biomethan-BHKW-0,5 MW	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	0,5 MW_{el} (~50 kW_{el} Bemessungsleistung)
Technologie	Erdgas-BHKW (Neuanlage)
Wirkungsgrad elektrisch	41,8 %
Wirkungsgrad thermisch	48,0 %
Volllaststunden	876 h/a (EEG-2023: 10 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Biomethan (über Biomethanbezugspreis variiert)
Kosten Einsatzstoffe	Biomethanbezugspreis 9 ct/kWh_{Hs} (Basisfall)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnd nach Prognos
Eigenstrombedarf	2,5 % auf Stromproduktion ohne Wärmenutzung; 2 % mit Wärmenutzung
Eigenwärmebedarf	-
Wärmeauskopplung	Bei BHKW mit Wärmenutzung: 876 h/a (analog Stromerzeugung)
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	25 %
Fremdkapitalanteil	75 %
Eigenkapitalzins	7 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	1.234 €/kW_{el} installierte Leistung bzw. 12.340 €/kW_{el} Bemessungsleistung *(inkl. notwendiger Flexibilisierung)*
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	43,79 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	4,08 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	39,71 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt (Höchstwert Ausschreibung 19,31 ct/kWh_{el} *(EEG 2023))*
Flexzuschlag	7,4 ct/kWh_{el} *(EEG 2023: 65 €/kW)*
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~2,0 – 5,0 ct/kWh_{el} *(Schätzung)*

Tabelle 5-10:Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 2 MW (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage – Biomethan-BHKW-2 MW	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	2,0 MW_{el} (~200 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Erdgas-BHKW (Neuanlage)
Wirkungsgrad elektrisch	43,3 %
Wirkungsgrad thermisch	47,4 %
Volllaststunden	876 h/a (EEG-2023: 10 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Biomethan (über Biomethanbezugspreis variiert)
Kosten Einsatzstoffe	Biomethanbezugspreis 9 ct/kWh_{Hs} (Basisfall)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	2,5 % auf Stromproduktion ohne Wärmenutzung; 2 % mit Wärmenutzung
Eigenwärmebedarf	-
Wärmeauskopplung	Bei BHKW mit Wärmenutzung: 876 h/a (analog Stromerzeugung)
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	25 %
Fremdkapitalanteil	75 %
Eigenkapitalzins	7 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	747 €/kW_{el} installierte Leistung bzw. 7.470 €/kW_{el} Bemessungsleistung *(inkl. notwendiger Flexibilisierung)*
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	37,71 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf (im Falle der Wärmenutzung)	3,89 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	33,82 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt (Höchstwert Ausschreibung 19,31 ct/kWh_{el} *(EEG 2023))*
Flexzuschlag	7,4 ct/kWh_{el} *(EEG 2023: 65 €/kW)*
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~2,0 – 5,0 ct/kWh_{el} *(Schätzung)*

Tabelle 5-11: Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 7 MW (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage – Biomethan-BHKW-7 MW	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	7,0 MW_{el} (~700 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Erdgas-BHKW (Neuanlage)
Wirkungsgrad elektrisch	45 %
Wirkungsgrad thermisch	42 %
Volllaststunden	876 h/a (EEG-2023: 10 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Biomethan (über Biomethanbezugspreis variiert)
Kosten Einsatzstoffe	Biomethanbezugspreis 9 ct/kWh_{Hs} (Basisfall)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	2,5 % auf Stromproduktion ohne Wärmenutzung; 2 % mit Wärmenutzung
Eigenwärmebedarf	-
Wärmeauskopplung	Bei BHKW mit Wärmenutzung: 876 h/a (analog Stromerzeugung)
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	25 %
Fremdkapitalanteil	75 %
Eigenkapitalzins	7 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	600 €/kW_{el} installierte Leistung bzw. 6.000 €/kW_{el} Bemessungsleistung *(inkl. notwendiger Flexibilisierung)*
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	34,90 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf (im Falle der Wärmenutzung)	3,32 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	31,58 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt (Höchstwert Ausschreibung 19,31 ct/kWh_{el} *(EEG 2023))*
Flexzuschlag	7,4 ct/kWh_{el} *(EEG 2023: 65 €/kW)*
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~2,0 – 5,0 ct/kWh_{el} *(Schätzung)*

Tabelle 5-12:Stromgestehungskosten für Neuanlage - Biomethan-BHKW 10 MW (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage – Biomethan-BHKW-10 MW	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	10 MW_{el} (~1.000 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Erdgas-BHKW (Neuanlage)
Wirkungsgrad elektrisch	46 %
Wirkungsgrad thermisch	43 %
Volllaststunden	876 h/a (EEG-2023 10 % Bemessungsleistung)
Einsatzstoffe	Biomethan (über Biomethanbezugspreis variiert)
Kosten Einsatzstoffe	Biomethanbezugspreis 9 ct/kWh_{Hs} (Basisfall)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel, jährlich wechselnde Werte nach Prognos
Eigenstrombedarf	2,5 % auf Stromproduktion ohne Wärmenutzung; 2 % mit Wärmenutzung
Eigenwärmebedarf	-
Wärmeauskopplung	Bei BHKW mit Wärmenutzung: 876 h/a (analog Stromerzeugung)
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	25 %
Fremdkapitalanteil	75 %
Eigenkapitalzins	7 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	500 €/kW_{el} installierte Leistung bzw. 5.000 €/kW_{el} Bemessungsleistung
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	32,98 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf (im Falle der Wärmenutzung)	3,32 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	29,66ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert	Förderhöhe wird durch Wettbewerb (Ausschreibung) ermittelt (Höchstwert Ausschreibung 19,31 ct/kWh_{el} *(EEG 2023f)*
Flexzuschlag	7,4 ct/kWh_{el} *(EEG 2023: 65 €/kW)*
Zusatzerlöse aus Fahrplanoptimierung	~2,0 – 5,0 ct/kWh_{el} *(Schätzung)*

5.2.3. Spartenspezifische Besonderheiten

Die Stromerzeugungsanlagen sind von ihrem Standort unabhängig von der Biomethanproduktion. Durch die neue Biomethanausschreibung im EEG 2023 kann eine Stromerzeugungsanlage auch das Biomethan mehrerer Biogasaufbereitungsanlagen verwenden, d. h. es ist zu erwarten, dass dieser Anlagentyp größer als bisher werden wird. Es wurden daher Anlagengrößen bis 10 MW_{el} untersucht. Im EEG 2023 wurde die 20 MW-Grenze für die Ausschreibung hochflexibler Biomethan-Verstromungsanlagen aufgehoben, so dass auch größere Standorte denkbar sind (ggf. werden mehreren 10 MW-Aggregate an einem Standort betrieben).

5.3. Feste Biomasse

Im Bereich der Festen Biomasse wurden Stromgestehungskosten für Neuanlagen (Biomasseheizkraftwerke) und für Bestandsanlagen betrachtet. Die betrachteten Anlagenkonzepte stellen den Datenstand 05/2023 dar.

5.3.1. Biomasseheizkraftwerk

Im Bereich Fester Biomasse wurde ein Biomasseheizkraftwerk für die Leistungsgröße 4.800 kW_{el} (installierte Anlagenleistung) für das Konzept der Neu- und Bestandsanlage betrachtet, dem folgende Annahmen zu Grunde gelegt wurden:

- Neuanlage, 20 Jahre Betrachtungszeitraum
- Bestandsanlage, 10 Jahre (Anschlussförderung über Teilnahme an Ausschreibung)
- 4,8 MW_{el} installierte elektrische Anlagenleistung Biomasseheizkraftwerk (Biomasse-HKW)
- Bemessungsleistung 3,6 MW_{el} (75 % Bemessungsleistung)
- Einsatz von Waldhackschnitzel (35 % Wassergehalt), jährliche Menge 25.968 t_{atro}/a
- Durchschnittspreis 1.Quartal 2023 laut C.A.R.M.E.N e.V. [56] Hackschnitzel 104 €/t FM, zzgl. 30 % Preisaufschlag aufgrund der Preissteigerungen und somit 135 €/t FM angenommen (entspricht einem Heizwert von 5,28 kWh/kg (atro) bzw. spezifischen Brennstoffkosten von 2,56 ct/kWh)
- Wärmeauskopplung 35 %, Wärmeerlöse (frei Flansch) 3 ct/kWh_{th}
- Anfallende Flugasche 3 % der Inputmengen, Entsorgung mit 150 €/t angenommen

Die Ergebnisse der ermittelten Stromgestehungskosten des Biomasse-HKW sind für das Konzept der Neu- und Bestandsanlage in den folgenden Tabellen zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 5-13: Stromgestehungskosten für Neuanlage – Biomasseheizkraftwerk 4.8 MW (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage – BM-HKW 4,8 MW	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	4.800 kW_{el} (~3.600 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Entnahmekondensationsturbine mit KWK
Wirkungsgrad elektrisch	23 %
Wirkungsgrad thermisch	35 % (Nutzungsgrad)
Volllaststunden	6.570 h/a (elektrisch) (EEG-2023: 75 % Bemessungsleistung), 5.913 h/a (thermisch)
Einsatzstoffe	Hackschnitzel Waldrestholz
Kosten Einsatzstoffe	135,37 €/t FM (entspricht 2,56 ct/kWh bei Heizwert 5,28 kWh/kg atro)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel nach Prognos
Eigenstrombedarf	11 %
Entsorgung Flugasche	3 % der Inputmengen mit 150 €/t
Wärmeauskopplung	35 %
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	25 %
Fremdkapitalanteil	75 %
Eigenkapitalzins	7 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	4.800 €/kW_{el} install. Leistung
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	26,71 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	1,70 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	25,01 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert	17,68 ct/kWh_{el} *(EEG 2023 Höchstgebotswert Neuanlagen)*

Tabelle 5-14:Stromgestehungskosten für Bestandsanlage – Biomasseheizkraftwerk 4.8 MW-B (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Bestandsanlage – BM-HKW 4,8 MW-B	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	10 Jahre
Nennleistung	4.800 kW_{el} (~3.600 kW Bemessungsleistung)
Technologie	Entnahmekondensationsturbine mit KWK
Wirkungsgrad elektrisch	23 %
Wirkungsgrad thermisch	35 % (Nutzungsgrad)
Volllaststunden	6.570 h/a (elektrisch) (EEG-2023: 75 % Bemessungsleistung), 5.913 h/a (thermisch)
Einsatzstoffe	Hackschnitzel Waldrestholz
Kosten Einsatzstoffe	135,37 €/t FM (entspricht 2,56 ct/kWh bei Heizwert 5,28 kWh/kg atro)
Strombezugskosten	26 ct/kWh_{el} im Mittel nach Prognos
Eigenstrombedarf	11 %
Entsorgung Flugasche	3 % der Inputmengen mit 150 €/t
Wärmeauskopplung	35 %
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	25 %
Fremdkapitalanteil	75 %
Eigenkapitalzins	7 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4 %
Spezifische Investitionen	720 €/kW_{el} install. Leistung (15 % Retrofit-Faktor bez. auf Anfangsinvest)
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	20,89 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	1,57 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	19,32 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert	19,83 ct/kWh_{el} *(EEG 2023 Höchstgebotswert Bestandsanlagen)*

5.3.2. Holzvergaser

Für das Konzept der Biomassevergasung wird eine Holzvergaseranlage mit 35 kW_{el} als Neuanlage auf der Basis von Holzhackschnitzeln betrachtet. Für die Kosten der Hackschnitzel wird analog der Biomasse-HKW der Durchschnittspreis für Hackschnitzel von 104 €/t FM (1. Quartal 2023 nach C.A.R.M.E.N e.V. [56]), zzgl. 30 % Preisaufschlag und somit 135 €/t FM angenommen. Die Ergebnisse der ermittelten Stromgestehungskosten sind in der folgenden Tabelle zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 5-15:Stromgestehungskosten Vergaser 35 kW (Neuanlage) (DBFZ 05/2023)

Stromgestehungskosten für Neuanlage – Vergaser 35 kW	
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre
Nennleistung	35 kW_{el}
Technologie	Holzvergaser
Wirkungsgrad elektrisch	25,0 %
Wirkungsgrad thermisch	56,5 %
Volllaststunden	6.500 h/a (sowohl elektrisch als auch thermisch)
Einsatzstoffe	Holzhackschnitzel
Kosten Einsatzstoffe	135,37 €/t FM (entspricht 189,3 €/t_{Input} bei 35 % Wassergehalt des Brennstoffs und 10% Wassergehalt des Biomassestroms)
Strombezugskosten	27 ct/kWh_{el} im Mittel nach Prognos 2023
Eigenstrombedarf	6 %
Entsorgung Koks	0,73 kg/h mit 0,15 €/kg
Wärmeauskopplung	80 %
Preissteigerung	Kapitalkosten: 1 %/a; alle anderen Kostenpositionen: 6% für das Jahr 2023, 2,8% für das Jahr 2024, 2%/a ab Jahr 2025
Anlegbare Wärmevergütung	3,0 ct/kWh_{th}
Eigenkapitalanteil	25 %
Fremdkapitalanteil	75 %
Eigenkapitalzins	7 %
Fremdkapitalzins	3 %
Kalkulatorischer Mischzinssatz i (nominal)	4%
Spezifische Investitionen	5.351 €/kW_{el} install. Leistung
Summe Kosten *(Stromgestehungskosten ohne Wärmegutschriften)*	37,22 ct/kWh_{el}
Erlöse Wärmeverkauf	6,43 ct/kWh_{el}
Mittlere Stromgestehungskosten wärmebereinigt *(Stromgestehungskosten inkl. Wärmegutschriften)*	30,80 ct/kWh_{el}
Anlegbarer Wert	17,68 ct/kWh_{el} *(EEG 2023 Höchstgebotswert Neuanlagen)*

5.4. Klärgas (AP 6)

5.4.1. Annahmen Klärgas

Die Berechnung der Stromgestehungskosten der BHKW-EEG-Anlagen für Klärgas basiert auf dem Analyseraster, welches vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) im Rahmen des wissenschaftlichen Vorhabens I (Koordinierungsvorhaben) zum EEG-Erfahrungsbericht 2014 erstellt wurde. Es dient als Grundlage zur Berechnung der Stromgestehungskosten sowie zur ökonomischen Bewertung von Investitionsvorhaben im Bereich der Erneuerbaren Energien. Das Analyseraster wurde um die Entwicklung der Strompreise nach Prognos 2023 ergänzt [54].

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten (ct/kWh$_{el}$) werden als finanzmathematischer Mittelwert über die kalkulatorische Nutzungsdauer bestimmt (Levelized Cost of Electricity, LCOE) [25].

Die ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Klärgas werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

Dafür wurden folgende Annahmen getroffen:

- Es handelt sich in allen drei Fällen um Standorte, an welchen bereits vor 2021 Strom aus Gasen produziert und in das Stromnetz eingespeist wurde. Den Investitionen liegen daher im Wesentlichen Ersatzinvestitionen des BHKW und der Gasreinigung zugrunde. Gasabsaugung und Erfassung wie bei Deponie- und Grubengas liegen außerhalb der Systemgrenze.
- Die (Neu)Inbetriebnahme findet im Jahr 2023 statt.
- Die Größenklassen und Volllaststunden wurden aus Konsistenzgründen von den Vorgängervorhaben (ZSW 2014 und IEE 2016-2019) übernommen.
- Die allgemeine Preisänderungsrate wurde analog zu den Berechnungen für Strom aus Biomasse auf 2 % angepasst.
- Die Werte für den Eigen- und Fremdkapitalanteil, sowie für die Eigen- und Fremdkapitalzinssätze (8 %, 2 %) wurden analog zu den Annahmen für Strom aus Biomasse aktualisiert.
- Die Annahmen für Versicherung (Jahreskosten: 1,2 % der Anfangsinvestition) und Verwaltung (Jahreskosten: 1,0 % der Anfangsinvestition) wurden wie im Vorgängervorhaben beibehalten.
- Die Wirkungsgrade sowie die Investitions- und Vollwartungskosten für die BHKW basieren auf aktuellen Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020 [57]. Diese sind bisher noch nicht veröffentlicht, wurden dem Vorhaben aber vorab zur internen Verwendung zur Verfügung gestellt. Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus den Modulkosten inklusive Inbetriebnahme und Transport sowie der Einbindung.
- Die Instandhaltungskosten für sonstige Anlagentechnik (außer des BHKWs) wurden mit 2 % der Anfangsinvestition angesetzt.
- Entwicklung der Strompreise nach Prognos 2023 [54].
- Analog zu dem Bericht an die KOM 2014 wurde in den Berechnungen davon ausgegangen, dass kein Eigenstrom zur Deckung des Strombedarfs der Anlage verwendet, sondern dass der Strom zugekauft wird.

5.4.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten

Die ermittelten Stromgestehungskosten des ergänzend zu obigen Annahmen nachstehend beschriebenen Modellfalls für Klärgas betragen 8,95 ct/kWh$_{el}$.

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten von Klärgas wurden folgende weitere Annahmen zu Grunde gelegt:

- Bei Klärgas befindet sich die Klärgaserzeugung außerhalb der Systemgrenze.
- Kalkulatorische Nutzungsdauer von 20 Jahren in Anlehnung an die Vorgängervorhaben.
- Die elektrische Leistung beträgt 200 kW$_{el}$.
- Der elektrische Wirkungsgrad der BHKW wurde mit 40,2 % angesetzt.
- Die Jahresvolllaststunden wurden mit 7.000 h/a angesetzt.
- Es findet eine Berücksichtigung von Wärmeerlösen statt. Diese ergeben sich aus einem Anteil genutzter Wärme i. H. v. 20 % und einem spezifischen Verrechnungspreis von 3 ct/kWh$_{th}$.

Tabelle 5-16:Stromgestehungskosten für Klärgas – Annahmen und Ergebnisse

Stromgestehungskosten für Klärgas		
	Klärgas	**Annahme**
Eingangsparameter		
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023	Vorgabe
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre	
Nennleistung	200 kW$_{el}$	analog Vorgängervorhaben
Technologie	1 Gasmotor mit 200 kW$_{el}$	analog Vorgängervorhaben
Wirkungsgrad elektrisch	40,2 %	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Wirkungsgrad gesamt	84,1 %	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Volllaststunden (Strom)	7.000 h/a	analog Vorgängervorhaben
Preisänderungsrate	2 %	analog Biomasse
Kapitalkosten		
Eigenkapitalanteil	20 %	analog Biomasse
Fremdkapitalanteil	80 %	analog Biomasse
Eigenkapitalzins	8 %	analog Biomasse
Fremdkapitalzins	2 %	analog Biomasse
Kalkulatorischer Mischzinssatz	3,2 %	analog Biomasse
Spezifische Investitionen	1.733 €/kW$_{el}$	BHKW: BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht.

Stromgestehungskosten für Klärgas		
	Klärgas	**Annahme**
		Gasaufbereitung: SILOXA Engineering AG, Klärgastechnik Deutschland GmbH
Betriebskosten (*in % der Anfangsinvestitionen, **Bezug: Inbetriebnahmejahr 2023)		
Vollwartungskosten BHKW	1,64 ct/kWh$_{el}$	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Sonstige Instandhaltungskosten*	2 %/a	angepasst
Versicherung*	1,2 %/a	analog Vorgängervorhaben
Verwaltung*	1,0 %/a	analog Vorgängervorhaben
Personalkosten**	13.784 €/a (0,2 Personenjahre/a)	Personalkosten Vorgängervorhaben adaptiert auf 2023 mit 2 % Preissteigerung
Spez. Stromkosten (Eigenstrombedarf Anlage)**	26,69 ct/kWh	Mittelwert, jährlich wechselnde Werte nach Prognos 2023
Strombezug (relativ zur Stromerzeugung)	4 %	analog Vorgängervorhaben
Sonstige Betriebskosten*	2,6 %	Gasaufbereitung: SILOXA Engineering AG, Klärgastechnik Deutschland GmbH
Rückgang der Gasproduktion	-	analog Vorgängervorhaben
Erlöse (*in Relation der technisch nutzbaren Wärmemenge am Beginn der Nutzungsdauer)**		
Anteil genutzter Wärme***	20 %	analog Vorgängervorhaben
Spezifische Wärmeerlöse	3 ct/kWh$_{th}$	analog Vorgängervorhaben
Mittlere Stromerzeugungskosten	8,95 ct/kWh	
Vergütung EEG		
Anzulegender Wert	5,93 ct/kWh	EEG 2023
Vergütungsdegression für Neuanlagen (jeweils ab dem 01. Januar des Folgejahres)	1,5 %	EEG 2023

5.5. Deponiegas (AP 6)

5.5.1. Annahmen Deponiegas

Die Berechnung der Stromgestehungskosten der BHKW-EEG-Anlagen für Deponiegas basiert auf dem Analyseraster, welches vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) im Rahmen des wissenschaftlichen Vorhabens I (Koordinierungsvorhaben) zum EEG-Erfahrungsbericht 2014 erstellt wurde. Es dient als Grundlage zur Berechnung der Stromgestehungskosten sowie zur ökonomischen Bewertung von Investitionsvorhaben im Bereich der Erneuerbaren Energien. Das Analyseraster wurde um die Entwicklung der Strompreise nach Prognos 2023 [54]ergänzt.

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten (ct/kWh$_{el}$) werden als finanzmathematischer Mittelwert über die kalkulatorische Nutzungsdauer bestimmt (Levelized Cost of Electricity, LCOE) [25].

Die ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Deponiegas werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

Dafür wurden folgende Annahmen getroffen:

- Es handelt sich in allen drei Fällen um Standorte, an welchen bereits vor 2023 Strom aus Gasen produziert und in das Stromnetz eingespeist wurde. Den Investitionen liegen daher im Wesentlichen Ersatzinvestitionen des BHKW und der Gasreinigung zugrunde. Gasabsaugung und Erfassung wie bei Deponie- und Grubengas liegen außerhalb der Systemgrenze.
- Die (Neu)Inbetriebnahme findet im Jahr 2023 statt.
- Die Größenklassen und Volllaststunden wurden aus Konsistenzgründen von den Vorgängervorhaben (ZSW 2014 und IEE 2016-2019) übernommen.
- Die allgemeine Preisänderungsrate wurde analog zu den Berechnungen für Strom aus Biomasse auf 2 % angepasst.
- Die Werte für den Eigen- und Fremdkapitalanteil, sowie für die Eigen- und Fremdkapitalzinssätze (8 %, 2 %) wurden analog zu den Annahmen für Strom aus Biomasse aktualisiert.
- Die Annahmen für Versicherung (Jahreskosten: 1,2 % der Anfangsinvestition) und Verwaltung (Jahreskosten: 1,0 % der Anfangsinvestition) wurden wie im Vorgängervorhaben beibehalten.
- Die Wirkungsgrade sowie die Investitions- und Vollwartungskosten für die BHKW basieren auf aktuellen Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020. Diese sind bisher noch nicht veröffentlicht, wurden dem Vorhaben aber vorab zur internen Verwendung zur Verfügung gestellt. Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus den Modulkosten inklusive Inbetriebnahme und Transport sowie der Einbindung.
- Die Instandhaltungskosten für sonstige Anlagentechnik (außer des BHKWs) wurden mit 2 % der Anfangsinvestition angesetzt.
- Entwicklung der Strompreise nach Prognos 2023.
- Analog zu dem Bericht an die KOM 2014 wurde in den Berechnungen davon ausgegangen, dass kein Eigenstrom zur Deckung des Strombedarfs der Anlage verwendet, sondern dass der Strom zugekauft wird.

5.5.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten

Die ermittelten Stromgestehungskosten des ergänzend zu obigen Annahmen nachstehend beschriebenen Modellfalls für Deponiegas betragen 10,65 ct/kWh$_{el}$.

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten von Deponiegas wurden folgende weitere Annahmen zu Grunde gelegt:

- Bei Deponiegas befindet sich die Deponiegaserzeugung, -absaugung und -erfassung außerhalb der Systemgrenze.
- Die kalkulatorische Nutzungsdauer wurde bei Deponiegas auf 10 Jahre angesetzt. Dieser Ansatz berücksichtigt das Unterschreiten der für eine motorische Nutzung des Deponiegases notwendigen Methankonzentration.
- Die elektrische Leistung beträgt 500 kW$_{el}$ (als 2 x 250 kW$_{el}$-Module).
- Es wurde eine Degression des Methanvolumenstroms des Deponiegases von 3 %/a angenommen.
- Der elektrische Wirkungsgrad wurde mit 39,7 % angesetzt.
- Die Jahresvolllaststunden wurden mit 5.500 h/a angesetzt.
- Es findet eine Berücksichtigung von Wärmeerlösen statt. Diese ergeben sich aus einem Anteil genutzter Wärme i. H. v. 5 % und einem spezifischen Verrechnungspreis von 3,06 ct/kWh$_{th}$.

Tabelle 5-17: Stromgestehungskosten für Deponiegas – Annahmen und Ergebnisse

Stromgestehungskosten für Deponiegas		
	Deponiegas	**Annahme**
Eingangsparameter		
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023	Vorgabe
Kalkulatorische Nutzungsdauer	10 Jahre	
Nennleistung	500 kW$_{el}$	analog Vorgängervorhaben
Technologie	2 Gasmotoren mit je 250 kW$_{el}$	analog Vorgängervorhaben
Wirkungsgrad elektrisch	39,7 %	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Wirkungsgrad gesamt	85,2 %	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Volllaststunden (Strom)	5.500 h/a	analog Vorgängervorhaben
Preisänderungsrate	2 %	analog Biomasse
Kapitalkosten		
Eigenkapitalanteil	20 %	analog Biomasse
Fremdkapitalanteil	80 %	analog Biomasse
Eigenkapitalzins	8 %	analog Biomasse

Stromgestehungskosten für Deponiegas		
	Deponiegas	**Annahme**
Fremdkapitalzins	2 %	analog Biomasse
Kalkulatorischer Mischzinssatz	3,2 %	analog Biomasse
Spezifische Investitionen	1.481 €/kW_{el}	BHKW: BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht. Gasaufbereitung: SILOXA Engineering AG, Klärgastechnik Deutsch-land GmbH
Betriebskosten (*in % der Anfangsinvestitionen, **Bezug: Inbetriebnahmejahr 2021)		
Vollwartungskosten BHKW	1,66 ct/kWh_{el}	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Sonstige Instandhaltungskosten*	2 %/a	angepasst
Versicherung*	1,2 %/a	analog Vorgängervorhaben
Verwaltung*	1,0 %/a	analog Vorgängervorhaben
Personalkosten**	13.784 €/a (0,2 Personenjahre/a)	Personalkosten Vorgängervorhaben adaptiert auf 2021mit 2 % Preissteigerung
Spez. Stromkosten (Eigenstrombedarf Anlage)	25,91 ct/kWh	Mittelwert, jährlich wechselnde Werte nach Prognos 2023
Strombezug (relativ zur Stromerzeugung)	4 %	analog Vorgängervorhaben
Sonstige Betriebskosten*	8,8 %	Gasaufbereitung: SILOXA Engineering AG, Klärgastechnik Deutschland GmbH
Rückgang der Gasproduktion	3 %/a	analog Vorgängervorhaben
Erlöse (*in Relation der technisch nutzbaren Wärmemenge am Beginn der Nutzungsdauer)**		
Anteil genutzter Wärme***	5 %	analog Vorgängervorhaben
Spezifische Wärmeerlöse	3 ct/kWh_{th}	analog Vorgängervorhaben
Mittlere Stromerzeugungskosten	10,65 ct/kWh	
Vergütung EEG		
Anzulegender Wert	7,46 ct/kWh	EEG 2023
Vergütungsdegression für Neuanlagen (jeweils ab dem 01. Januar des Folgejahres)	1,5 %	EEG 2023

5.6. Grubengas (AP 6)

5.6.1. Annahmen Grubengas

Die Berechnung der Stromgestehungskosten der BHKW-EEG-Anlagen für Grubengas basiert auf dem Analyseraster, welches vom Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) im Rahmen des wissenschaftlichen Vorhabens I (Koordinierungsvorhaben) zum EEG-Erfahrungsbericht 2014 erstellt wurde. Es dient als Grundlage zur Berechnung der Stromgestehungskosten sowie zur ökonomischen Bewertung von Investitionsvorhaben im Bereich der Erneuerbaren Energien. Das Analyseraster wurde um die Entwicklung der Strompreise nach Prognos 2023 ergänzt [54].

Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten (ct/kWh$_{el}$) werden als finanzmathematischer Mittelwert über die kalkulatorische Nutzungsdauer bestimmt (Levelized Cost of Electricity, LCOE) [25].

Die ermittelten durchschnittlichen Stromgestehungskosten für Grubengas werden im Folgenden zusammenfassend dargestellt.

Dafür wurden folgende Annahmen getroffen:

- Es handelt sich in allen drei Fällen um Standorte, an welchen bereits vor 2023 Strom aus Gasen produziert und in das Stromnetz eingespeist wurde. Den Investitionen liegen daher im Wesentlichen Ersatzinvestitionen des BHKW und der Gasreinigung zugrunde. Gasabsaugung und Erfassung wie bei Deponie- und Grubengas liegen außerhalb der Systemgrenze.
- Die (Neu)Inbetriebnahme findet im Jahr 2023 statt.
- Die Größenklassen und Volllaststunden wurden aus Konsistenzgründen von den Vorgängervorhaben (ZSW 2014 und IEE 2016-2019) übernommen.
- Die allgemeine Preisänderungsrate wurde analog zu den Berechnungen für Strom aus Biomasse auf 2 % angepasst.
- Die Werte für den Eigen- und Fremdkapitalanteil, sowie für die Eigen- und Fremdkapitalzinssätze (8 %, 2 %) wurden analog zu den Annahmen für Strom aus Biomasse aktualisiert.
- Die Annahmen für Versicherung (Jahreskosten: 1,2 % der Anfangsinvestition) und Verwaltung (Jahreskosten: 1,0 % der Anfangsinvestition) wurden wie im Vorgängervorhaben beibehalten.
- Die Wirkungsgrade sowie die Investitions- und Vollwartungskosten für die BHKW basieren auf aktuellen Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020. Diese sind bisher noch nicht veröffentlicht, wurden dem Vorhaben aber vorab zur internen Verwendung zur Verfügung gestellt. Die Investitionskosten setzen sich zusammen aus den Modulkosten inklusive Inbetriebnahme und Transport sowie der Einbindung.
- Die Instandhaltungskosten für sonstige Anlagentechnik (außer des BHKWs) wurden mit 2 % der Anfangsinvestition angesetzt.
- Entwicklung der Strompreise nach Prognos 2023.
- Analog zu dem Bericht an die KOM 2014 wurde in den Berechnungen davon ausgegangen, dass kein Eigenstrom zur Deckung des Strombedarfs der Anlage verwendet, sondern dass der Strom zugekauft wird.

5.6.2. Ermittlung der Stromgestehungskosten

Die ermittelten Stromgestehungskosten des ergänzend zu obigen Annahmen nachstehend beschriebenen Modellfalls für Grubengas betragen 9,46 ct/kWh$_{el}$.

Zur Ermittlung der Stromgestehungskosten von Grubengas wurden folgende weitere Annahmen zu Grunde gelegt:

- Bei Grubengas befindet sich die Grubengasbohrung, -absaugung und -erfassung außerhalb der Systemgrenze.
- Kalkulatorische Nutzungsdauer von 20 Jahren in Anlehnung an die Vorgängervorhaben.
- Die elektrische Leistung beträgt 500 kW$_{el}$ (als 2 x 250 kW$_{el}$-Module).
- Der elektrische Wirkungsgrad wurde mit 39,7 % angesetzt.
- Es wurde eine Degression des Methanvolumenstroms des Grubengases von 3 %/a angenommen.
- Die Jahresvolllaststunden wurden mit 7.000 h/a angesetzt.
- Es findet keine Berücksichtigung von Wärmeerlösen statt.

Es muss darauf hingewiesen werden, dass sich die Anlagenaufstellung - zumindest für die Anlagen der STEAG, welche mehr als 50 % der Grubengasanlagen in Deutschland betreibt – abhängig vom Anlagenstandort stark unterscheidet. Die STEAG betreibt in Deutschland Grubengasanlagen in ehemaligen Bergbaugebieten im Saarland und in Nordrhein-Westfalen (an der Ruhr). Im Saarland existiert historisch bedingt an den stillgelegten Bergwerken ein ca. 100 km langes Rohrleitungsnetz, in welchem das Grubengas nach der Absaugung, Trocknung und Verdichtung zu zentralen BHKW-Standorten transportiert wird. Diese BHKW-Standorte im Saarland sind an ein Fernwärmeleitungsnetz angeschlossen, sodass die erzeugte Wärme verwertet werden kann.

Die BHKW-Anlagen im Ruhrgebiet befinden sich hingegen direkt am Ort der Absaugung des Grubengases. Im Gegensatz zu den Grubengas-BHKW im Saarland findet hier kein netzgebundener Transport über lange Strecken und dadurch bedingt auch eine deutlich geringere Verdichtung des Gases statt. Den hieraus, im Vergleich zum Saarland gegenüberstehenden reduzierten Kosten, stehen jedoch auch geringere Erlöse durch eine i.d.R. nicht vorhandene Wärmenutzung gegenüber.

Insgesamt sind an der Ruhr rund 100 MW installiert, die Größe der BHKW liegt bei ca. 1,0-1,3 MW.

Die hier ermittelten Stromgestehungskosten gehen von einer Anordnung der Anlagen so wie sie an der Ruhr zu finden ist aus. D.h. es wird ein geringerer Stromaufwand für die Verdichtung angesetzt, dafür keine Wärmenutzung. Die BHKW-Größe wurde aus Konsistenzgründen zu den Vorgängervorhaben beibehalten.

Für alle Standorte wurde eine mittlere jährliche Abnahme des Grubengases von 3 % angenommen (Quelle: DMT, Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr - Gutachterliche Stellungnahme. Essen, 2018).

Tabelle 5-18:Stromgestehungskosten für Grubengas – Annahmen und Ergebnisse

Stromgestehungskosten für Grubengas		
	Grubengas	**Annahme**
Eingangsparameter (*auf Basis 3 % Rückgang der Gasproduktion)		
Inbetriebnahmejahr	01.01.2023	Vorgabe
Kalkulatorische Nutzungsdauer	20 Jahre	
Nennleistung	500 kW_{el}	analog Vorgängervorhaben
Technologie	2 Gasmotoren mit je 250 kW_{el}	analog Vorgängervorhaben
Wirkungsgrad elektrisch	39,7 %	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Wirkungsgrad gesamt	85,2 %	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Volllaststunden (Strom)	7.000 h/a	analog Vorgängervorhaben
Preisänderungsrate	2 %	analog Biomasse
Kapitalkosten		
Eigenkapitalanteil	20 %	analog Biomasse
Fremdkapitalanteil	80 %	analog Biomasse
Eigenkapitalzins	8 %	analog Biomasse
Fremdkapitalzins	2 %	analog Biomasse
Kalkulatorischer Mischzinssatz	3,2 %	analog Biomasse
Spezifische Investitionen	1.447 €/kW_{el}	BHKW: BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Betriebskosten (*in % der Anfangsinvestitionen, **Bezug: Inbetriebnahmejahr 2021)		
Vollwartungskosten BHKW	1,66 ct/kWh_{el}	BHKW-Kenndaten 2019/2020 des BHKW-Infozentrums, unveröffentlicht
Sonstige Instandhaltungskosten*	2 %/a	angepasst
Versicherung*	1,2 %/a	analog Vorgängervorhaben
Verwaltung*	1,0 %/a	analog Vorgängervorhaben
Personalkosten**	13.784 €/a (0,2 Personenjahre/a)	Personalkosten Vorgängervorhaben adaptiert auf 2021 mit 2 % Preissteigerung
Spez. Stromkosten (Eigenstrombedarf Anlage)	26,69 ct/kWh	Mittelwert, jährlich wechselnde Werte nach Prognos 2023

Stromgestehungskosten für Grubengas		
	Grubengas	**Annahme**
Strombezug (relativ zur Stromerzeugung)	4 %	analog Vorgängervorhaben
Sonstige Betriebskosten*	2 %	Gasaufbereitung: SILOXA Engineering AG, Klärgastechnik Deutschland GmbH
Rückgang der Gasproduktion	3 %/a	DMT, Essen, 2018
Erlöse (*in Relation der technisch nutzbaren Wärmemenge am Beginn der Nutzungsdauer)**		
Anteil genutzter Wärme* **	-	analog Vorgängervorhaben
Spezifische Wärmeerlöse	-	analog Vorgängervorhaben
Mittlere Stromerzeugungskosten	9,46 ct/kWh	
Vergütung EEG		
Anzulegender Wert	5,98 ct/kWh	EEG 2023
Vergütungsdegression für Neuanlagen (jeweils ab dem 01. Januar des Folgejahres)	1,5 %	EEG 2023

6. Besondere Aspekte der energetischen Biomassenutzung

Biomasse im Stromsektor: Aufgrund der Knappheit nachhaltiger Biomasse sollte diese gezielt zur Schließung von Lücken im Energiesystem eingesetzt werden, also dort, wo eine Bedarfsdeckung insbesondere durch Wind- und Solarenergie nicht zu geringeren Kosten möglich ist. Im Stromsektor kann Biomasse zur Deckung der Residuallast etwa bei „Dunkelflauten" oder zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen. Im Hinblick auf Wärmeauskopplungen von Biomasseanlagen, die zunehmende Produktion von Biomethan sowie die Beiträge zur Reduktion von Emissionen aus Wirtschaftsdüngern reicht ihre Bedeutung weit über den Stromsektor hinaus.

Die Förderung von Biomasse im EEG dient, anders als bei Wind- und Solarenergie, nicht dem weiteren Ausbau der Stromerzeugung, sondern der Sicherung und Weiterentwicklung der bestehenden Infrastruktur (BHKWs, Biomethan-Aufbereitungstechnik, Netzanschlüsse etc.). Eine Weiterentwicklung muss erstens in Form der weiteren Flexibilisierung der Strombereitstellung erfolgen, um die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie besser zu ergänzen. Zweitens sollte die Flexibilität der Infrastruktur in Bezug auf Veränderungen der Nachfrage nach Biomasse erhöht werden. Diese Veränderungen resultieren aus der der vielfältigen Einsetzbarkeit von Biomasse, der fortschreitenden Energiewende, aber auch aus ökonomischen Schocks wie infolge des Kriegs in der Ukraine. Infolgedessen können mittel- oder gar kurzfristig wechselnde Schwerpunktsetzungen bei der Nutzung von Biomasse sinnvoll sein, auf die Biomasseanlagen reagieren müssen. So zeichnet sich beispielsweise anlässlich des Ukraine-Konflikts ab, dass sich die Nachfrage nach Lebens- und Futtermitteln erhöht und zudem Erdgas aus Russland früher als bislang geplant substituiert werden muss. Unter anderem nimmt dadurch die Dringlichkeit der Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien sowie die Relevanz von Biomethan als Baustein zur Defossilisierung von Gasnetzen zu. Parallel zu Bedarfen im Energiesystem sind gleichzeitig konkurrierende stoffliche Nutzungsansprüche an Biomasse zu beachten. Mit Blick auf die zunehmenden Flächenkonkurrenzen ist ein Wechsel hin zu ökologisch wertvollen Biogassubstraten zu beschleunigen, die keine Flächennutzungskonkurrenzen zu Nahrungs- und Futtermitteln sowie zu Naturschutzzwecken verursachen.

Auf der Basis der Stromerzeugung 2020 und der Substratverteilung anhand der DBFZ-Betreiberbefragungen von Biogasanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen zur Bereitstellung von Biomethan erfolgte eine Abschätzung der Flächennutzung für die Produktion von Biogas und Biomethan für 2020. Insgesamt werden rd. 1,5 Mio. ha für die Biogas- und Biomethanproduktion auf Hauptfruchtflächen in Deutschland verwendet. Bei dem Einsatz von Grassilage wird angenommen, dass lediglich 30 % der rechnerisch ermittelten Flächen auf Hauptfruchtflächen erfolgen (Flächenrelevanz haben), da für Biogas häufig der 3. /4. Schnitt verwendet wird, während der 1. und 2. Schnitt für Viehfutter genutzt wird (vgl. Tabelle 6-1).

Tabelle 6-1: Abschätzung der Flächennutzung für die Produktion von Biogas und Biomethan im Jahr 2020 auf der Basis der Stromerzeugung 2020 und der Substratverteilung anhand der DBFZ Betreiberbefragungen von Biogasanlagen und Biogasaufbereitungsanlagen zur Bereitstellung von Biomethan (Quelle: DBFZ 4/2022)

Substrate	Masse-bezogene Substrat-verteilung am Gesamtinput, %	Energie-bezogene Substratver-teilung am Gesamtinput, %	Fläche (Haupt-frucht), gerundet, ha	% Anteil Fläche (Haupt-frucht)	Annahme: Flächen-relevanz
Maissilage	42%	58%	949.000	63%	100%
Grassilage	7%	9%	80.000	5%	30%
GPS-Getreide	4%	6%	138.000	9%	100%
Getreidekorn	1%	5%	300.000	20%	100%
Landschaftspflegematerial	0%	0%	0	0%	0%
Zwischenfrucht	0%	0%	0	0%	0%
Zuckerrübe	3%	3%	37.000	2%	100%
Corn-Cob-Mix/ Lieschkolbenschrot	0%	0%	1.000	0%	100%
Hirse	0%	0%	5.000	0%	100%
sonstige NawaRo	1%	1%	6.000	0%	100%
Gesamt	**58%**	**81%**	**1.516.000**	**100%**	**87%**

7. Handlungsempfehlungen

7.1. Allgemeine Erwägungen

Aufgrund der Knappheit nachhaltiger Biomasse sollte diese gezielt dann eingesetzt werden, wenn alternative erneuerbare Energien fehlen und Biomasse Beiträge zur Schließung dieser Lücken im Versorgungssystem leisten kann. Umgekehrt sollte auf die Nutzung von Biomasse als Energieträger zunehmend verzichtet werden, wenn eine Bedarfsdeckung insbesondere durch Wind- und Solarenergie zu geringeren Kosten möglich ist. Im Stromsektor kann Biomasse zur Deckung der Residuallast etwa bei sog. „Dunkelflauten", Redispatch, oder zur Bereitstellung von Regelenergie beitragen. Im Hinblick auf Wärmeauskopplungen von Biomasseanlagen, die zunehmende Produktion von Biomethan (z.B. für hochflexible Biomethan-BHKW-Anlagen) sowie die Beiträge zur Reduktion von Emissionen aus Wirtschaftsdüngern (durch deren energetische Nutzung) reicht ihre Bedeutung über den Stromsektor hinaus. Im Hinblick auf die Ziele Ernährungssicherheit und Energiesicherheit sind zudem Beiträge und Konflikte der Biomasseverstromung hierzu zu berücksichtigen. Konkret sollten Maßnahmen ergriffen werden, um die Konkurrenz von Biogassubstraten zur Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln zu vermindern und die Defossilisierung der Gasnetze zu beschleunigen.

Mit Blick auf die energiepolitischen Ziele Wirtschaftlichkeit und Energieversorgungssicherheit sollte die Förderung von Biomasse im EEG vorrangig auf die Sicherung und Weiterentwicklung der bestehenden Infrastruktur abzielen (BHKWs, Biomethan-Aufbereitungstechnik, Netzanschlüsse etc.). Dies umfasst auch den Erhalt des damit verbundenen Wissens zum effizienten und sicheren Anlagenbetrieb. Das Ziel der Sicherung der Infrastruktur ergibt sich zum einen aus möglichen Energiebedarfen in der Zukunft, für die diese Infrastruktur eine kostengünstige Option darstellen kann (Optionswert, [58]). Zum anderen hat der Krieg in der Ukraine erneut die Pufferunktion der energetischen Biomassenutzung in Bezug auf schwankende Preise für Nahrungs- und Futtermittel aufgezeigt. Indem in solchen Krisenzeiten für energetische Zwecke vorgesehene Flächen oder Ernten für die Erzeugung von Nahrungs- und Futtermitteln umgewidmet werden, kann Bioenergie einen Beitrag zur Reduzierung der Volatilität von Agrarpreisen und somit zur Ernährungssicherheit leisten [59]. Sowohl der Optionswert im Energiesystem als auch Puffereffekte stellen allerdings keine ausreichende Begründung für eine dauerhafte Weiterführung einzelner ineffizienter Anlagenkonzepte bzw. Standorte dar. Diese Zielbeiträge sind somit immer auch mit Kosten des Infrastrukturerhalts abzuwägen. Eine – begründete – Verringerung oder auch Erhöhung der Stromerzeugung aus Biomasse kann somit durchaus sinnvoll sein.

Neben dem Erhalt ist auch eine Weiterentwicklung der Infrastruktur an zukunftsfähigen Standorten erforderlich, da zukünftig überwiegend bedarfsgerecht erzeugter Strom, bzw. flexibel einsetzbare Energieträger (Biomethan) aus EEG-Biomasseanlagen wettbewerbsfähig sein dürften [60, 61]. Diese Weiterentwicklung muss erstens in Form der weiteren Flexibilisierung der Strombereitstellung erfolgen, um die fluktuierende Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie besser zu ergänzen (Output-Flexibilität). Zweitens sollte die Flexibilität der EEG-Anlagen in Bezug auf die einsetzbare Biomasse erhöht werden (Input-Flexibilität). Diese Veränderungen resultieren aus der vielfältigen Einsetzbarkeit von Biomasse, der fortschreitenden Energiewende, aber auch aus ökonomischen Schocks wie infolge des Kriegs in der Ukraine. Infolgedessen können mittel- oder gar kurzfristig

wechselnde Schwerpunktsetzungen bei der Nutzung von Biomasse sinnvoll sein. Biomasseanlagen müssen dazu befähigt werden, hierauf reagieren zu können.

Zusätzlich zu den Zielen Wirtschaftlichkeit und Energieversorgungssicherheit stellen drittens Umwelt- und Klimaschutz zentrale Entscheidungskriterien auch für energetische Biomassenutzungen dar. Das bedeutet insbesondere, dass diese auf Biomassepotenziale beschränkt werden sollten, deren Erzeugung und Verwendung mit geringen Umweltfolgen verbunden sind, oder idealerweise positive Umwelteffekte unterstützen. Negative Umweltwirkungen sind, soweit kostenseitig zumutbar, zu minimieren. Gleichzeitig sollten die vorhandenen Synergien zwischen Umwelt- und Klimaschutzzielen verstärkt werden. Dafür stellt der Wechsel hin zu ökologisch vorteilhaften Biogassubstraten eine wichtige Möglichkeit dar. Darunter können Biomassen verstanden werden, die keine Flächennutzungskonkurrenzen verursachen und die Refinanzierung von Naturschutzmaßnahmen unterstützen. Aus klimapolitischer Sicht sollte zudem die Vergärung von Wirtschaftsdüngern ausgeweitet werden, was gleichzeitig aus Umweltschutzgründen (z.B. Grundwasserschutz) erstrebenswert ist.

Leitlinie der zukünftigen Förderung von Strom aus Biomasse sollte demnach sein, dass wettbewerbsfähige, flexible und umweltverträgliche Anlagenkonzepte weitergeführt bzw. weiterentwickelt werden.

7.2. Energiewirtschaftliche Einordnung der Ergebnisse der Szenario-Modellierung

Die Ergebnisse der Szenario-Modellierung zeigen, dass die auf Grundlage des EEG erzeugten Strommengen bis 2030 unter den aktuellen politischen Rahmenbedingungen und den getroffenen Annahmen im Vergleich zum Jahr 2020 deutlich zurückgehen. Die Entwicklung der Leistung ist stark von den Annahmen insbesondere zur Ausschöpfung der Biomethan-Ausschreibungen abhängig. Je nach Szenario erhöht sie sich von ca. 8 auf über 10 GW, oder sinkt auf unter 6 GW ab (bei Fortschreibung der gegenwärtig geringen Nachfrage in den Biomethan-Ausschreibungen). Das im EEG vorgegebene Leistungsziel von 8,4 GW würde in letzterem Fall deutlich verfehlt.

Analog zum Rückgang der erzeugten Strommengen werden im Jahr 2030 weniger Biomassen zur Stromerzeugung verwendet. Unter den Annahmen des Realszenarios ist insbesondere ein Rückgang der Stromerzeugung aus Biogasanlagen erkennbar, was mit einem abnehmenden Einsatz von NawaRo (hier: Maissilage, Getreidesilage, Grassilage, Zuckerrüben) einhergehen dürfte. Im Maximalszenario nimmt die Stromerzeugung aus hochflexiblen Biomethan-BHWK zu, die potenziell auf NawaRo basiert. Allerdings kann diese Zunahme die rückläufige Stromerzeugung aus Biomasse nicht kompensieren, so dass auch in diesem Szenario ein Rückgang der energetischen Nutzung von NawaRo, und somit von Energiepflanzen im Stromsektor anzunehmen ist.

Wie seit dem Ende der Förderfähigkeit von Altholz im EEG erwartbar ist, nimmt die Verstromung von Altholz Mitte des Jahrzehnts stark ab, und liegt 2030 nahe Null (0,2 TWh). Auch eine Stromgewinnung aus Lignocellulose-Reststoffen in der Papier- und Zellstoffindustrie findet 2030 nicht mehr statt. Die emissionsmindernde Vergärung tierischer Exkremente nimmt in beiden Szenarien zu, im Realszenario geringfügig von ca. 0,5 TWh 2020 auf 0,6 TWh 2030, im Maximalszenario erfolgt eine Verdoppelung auf fast 1 TWh.

Mit Blick auf das oben genannte Spannungsfeld im Rahmen der oben genannten Ziele der Stromerzeugung aus Biomasse – Infrastrukturerhalt, Flexibilitätsbedarf und ökologisch optimierte Anlagenkonzepte – lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen: Das Ziel Infrastrukturerhalt (BHKW, Fermenter, Gärrestelager) wird im Realszenario mit Blick auf die substanziell sinkende installierte Leistung im Biomasse-Segment voraussichtlich verfehlt, sofern die aus dem EEG ausscheidenden Anlagen nicht auf anderer wirtschaftlicher Grundlage weiterbetrieben werden können, was bei NawaRo-Anlagen in der Regel nicht der Fall sein wird. Falls die Anlagen außer Betrieb gehen, kann mit Blick auf den Ausschreibungswettbewerb davon ausgegangen werden, dass in erster Linie die weniger effizienten Standorte bzw. Anlagenkonzepte betroffen sein werden, etwa solche ohne oder mit sehr geringer Wärmeauskopplung und ohne entsprechende zusätzliche Erlöse am Wärmemarkt.

Auch im Maximalszenario liegt trotz steigender installierter Leistung ein teilweiser Rückgang zumindest der weiter durch das EEG finanzierten Infrastruktur vor. Die auch hier abnehmende Stromerzeugung zeigt, dass auch eine gleichzeitig steigende Leistung durch hochflexible Biomethan-BHKW nicht ausreichend zusätzliche Nachfrage nach Biogas aus dem bestehenden Anlagenpark erzeugt.

Das zweite Ziel der stärkeren Flexibilisierung der Biomasse-bezogenen EEG-Anlagen wird in moderatem Umfang erreicht. Der durchschnittliche Überbauungsgrad etwa von Biogasanlagen erhöht sich von 1,8 in 2020 auf 2,5 in 2030 (Realszenario) bzw. auf 2,4 in 2030 (Maximalszenario). Der starke Ausbau der installierten Leistung hochflexibler Biomethan-BHKW im Maximalszenario auf 3,6 GW in 2030 bedeutet, dass bei vollständiger Ausschöpfung der Ausschreibungsvolumina bis dahin etwa 1/3 der gesamten installierten Leistung im Biomasse-Segment nur in wenigen Stunden im Jahr betrieben werden und bei sehr hoher Stromnachfrage zum Einsatz kommen (der Spitzenlastabdeckung dient). Allerdings werden noch ca. 88 % des Stroms aus Biomasse weiterhin in deutlich weniger flexiblen Anlagen erzeugt (Biogas, feste Biomasse). Die Überbauungsgrade dürften dort entsprechend der Anreizstruktur des EEG meist nur zwischen ca. 1,3 – 2,3 liegen. Nach Dotzauer et al. (2022) ist bei Biogasanlagen energiewirtschaftlich aber ein durchschnittlicher Überbauungsgrad von mindestens 4 anzustreben. Würde das Ziel des RePowerEU-Plans zur Verdrängung von Erdgas aus dem Strommarkt allein durch Biomasse bewerkstelligt, wären sogar zweistellige Überbauungsgrade auch bei Biogasanlagen (VOV) bis 2035 gesamtwirtschaftlich effizient. Vor diesem Hintergrund ist die Rate der Flexibilisierung der Biomasseanlagen im EEG bis 2030 als unzureichend einzustufen.

In Bezug auf das dritte Ziel der Verbesserung der Umweltverträglichkeit von Biomasseanlagen im EEG sind nur begrenzt Aussagen möglich. Zwar entfällt auch 2030 der Großteil der Stromerzeugung aus Biomasse auf Biogasanlagen, die aktuell überwiegend NawaRo verwenden. Wenn diese in intensiv bewirtschafteten Agrarsystemen angebaut werden, können sie negative Folgen für Biodiversität und Grundwasser, Luft- und Klima haben. Infolge der absehbaren Ausweitung der THG-Minderungskriterien der EU Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf Bestandsanlagen könnten sich allerdings die Substratzusammensetzung verändern. Sofern in der Folge Flächen umgenutzt und zukünftig umweltverträglicher bewirtschaftet werden, ergeben sich entsprechende positive Auswirkungen auf die Umwelt. Ein Substratwechsel setzt allerdings voraus, dass die – durch den

(verstärkten) Einsatz alternativer Substrate wie Gülle, Zwischenfrüchte oder Landschaftspflegematerial aus Naturschutzgebieten – steigenden Stromgestehungskosten auch durch das EEG oder indirekt durch Klima- oder Naturschutzsubventionen gegenfinanziert werden. Positiv zu benennen ist in jedem Fall die (angenommene) Zunahme der Vergärung tierischer Exkremente, vor allem im Maximalszenario. Auch hierfür dürften entsprechende zusätzliche Anreize erforderlich sein.

7.3. Empfehlungen für Biomasse im Stromsektor

Vor diesem Hintergrund werden folgende Empfehlungen für die zukünftige Förderung von Biomassestrom im EEG gegeben:

- **Substrat-Wechsel beschleunigen**: Zur Reduktion von Flächennutzungskonkurrenzen und zum Ausbau von Synergien der Biogaserzeugung mit Naturschutzzielen sollten Anreize oder Bedingungen für Anlagen eingeführt werden, die hohe Anteile ökologisch wertvoller Substrate forcieren (z. B. Landschaftspflegematerial, tierische Exkremente, stofflich nicht nutzbare Zwischenfrüchte). Damit eine Umstellung der Substratbasis auch für Bestandsanlagen attraktiv ist, kann deren (Anschluss-)Vergütungszeitraum bei erfolgreicher Ausschreibungsteilnahme erhöht werden. Zusätzlich sollten Anreize für die Vergärung von Wirtschaftsdüngern ausgeweitet werden, um die bisherigen Beiträge zur Emissionsminderung aus der Tierhaltung zu sichern und weitere Wirtschaftsdüngermengen zu erschließen.

- **Ausschreibungsvolumina für hochflexibles Biomethan ausweiten**: Die Schaffung einer Infrastruktur zur Aufbereitung von Biogas ist nicht nur zur Deckung von Residuallast sinnvoll, sondern auch um auf die absehbar steigende Nachfrage nach Biomethan in Sektoren wie Verkehr und Wärme und stofflichen Nutzung vorbereitet zu sein. Die gesonderte Ausschreibung für Biomethan-BHKWs, welche diese Infrastruktur mittelbar anreizen und deshalb auch als Wegbereiter gesehen werden kann, trägt diesem Ziel Rechnung. Das Maximalszenario zeigt, dass unter geeigneten Bedingungen zusätzliche 3,2 TWh/a Strom aus Biomethan bis 2030 erzeugt werden können, was unter Berücksichtigung von Umwandlungsverlusten einem Einsatz von ca. 9 TWh/a Biomethan entspricht. Da nach bisherigen Schätzungen (Matschoss et al. 2020) bis 2030 Potenziale für eine Verdreifachung der gegenwärtigen Biomethanerzeugung von ca. 11 TWh/a bestehen, erscheint eine solche Größenordnung realisierbar. Nach dieser Studie besteht somit noch erheblicher Spielraum für eine weitere Erhöhung der Ausschreibungsmengen für hochflexible Biomethan-BHKW. Hierdurch könnten zusätzliche Beiträge zum Klimaschutz etwa im Verkehr sowie zum Ziel der Verzehnfachung der Biomethanproduktion in der EU geleistet werden (RePowerEU Plan). Allerdings berücksichtigen die Schätzungen von Matschoss et al. nicht die notwendige Umstellung der Substratbasis. Je nachdem wie viele naturschutzverträgliche Substrate verfügbar sind bzw. durch das EEG aktiviert werden, können die Spielräume für eine Ausweitung der Biomethan-Ausschreibungen auch geringer ausfallen.

- **Ausschreibungsvolumina für Biogasanlagen beibehalten**: Gleichzeitig sollten auch die Ausschreibungen für Biogas-Vor-Ort-Verstromungsanlagen fortgeführt werden, da diese ebenfalls die im Energiesektor benötigte Flexibilität bereitstellen können. Biogas stellt neben

Strom aus Biomethan einer der wenigen erneuerbaren Strommengen dar, welche in windstillen Nächten verlässlich Strom bereitstellen. Vor allem an Standorten, an denen eine Wärmenutzung und somit eine hohe Effizienz der Biomassenutzung möglich ist, sollte Biogas-VOV-Anlagen eine Zukunft weiter ermöglicht werden. Gleichzeitig ist es sinnvoll, mithilfe des Ausschreibungsverfahrens nicht zukunftsfähige Anlagenstandorte auszusortieren.

- **Anreize für Flexibilität verbessern**: Die Ergebnisse des Realszenarios zeigen, dass unter den aktuellen Förderbedingungen weder ein weitgehender Erhalt der bestehenden Infrastruktur noch der Ausbau der Kapazitäten zur Biomethanerzeugung und somit für flexible Strombereitstellung zu erwarten sind. Um die infrastrukturellen Voraussetzungen für flexiblen Biomassestrom zu sichern, müssen die Anreize für Biomasse im EEG voraussichtlich erhöht werden. Das erfordert nicht zwangsläufig die Anhebung der Gebotshöchstwerte. Stattdessen wird eine Anhebung der Zahlungen für Flexibilität empfohlen, da hierdurch gleichzeitig Anreize für einen flexiblen Anlagenbetrieb gesetzt werden. Neben ausreichenden Erlösmöglichkeiten für Anlagenbetreiber und einen wirtschaftlichen Betrieb stellt die Verlängerung der Vergütungsdauer eine weitere Einflussgröße dar. Bei einer Verlängerung der Förderdauer sollte allerdings darauf geachtet werden, dass ein Substratwechsel in den Biomasseanlagen technisch möglich ist und politisch (EEG, RED) effektiv angereizt werden kann, um das Risiko der langfristigen Zementierung überkommener Strukturen bzw. unerwünschter lock-in-Effekte zu minimieren. Mit Blick auf diese Risiken liegt eine Verlängerung am ehesten bei der aktuell 10-jährigen Dauer der Anschlussvergütungsperiode für Bestandsanlagen nahe. Eine Anhebung dieser Dauer auf 15 oder 20 Jahre könnte an die Bedingung der verstärkten Nutzung ökologischer Substrate gebunden werden, und die entsprechende Umstellung somit unterstützen (z. B. durch verringerte Kapitalkosten). Bei bereits hochflexiblen Biomethan-BHKW erscheint primär eine Anhebung der Höchstwerte sinnvoll, um die Ausschöpfung der Ausschreibungsvolumina in der Zukunft zu erhöhen. Im EEG 2023 wurde die 20 MW-Grenze für die Ausschreibung hochflexibler Biomethan-Verstromungsanlagen aufgehoben. Um ein Überförderung zu vermeiden, wird empfohlen, relevante Reduktionen oder den Wegfall des Flexzuschlages für Anlagen > 20 MW vorzunehmen. Zudem sollte die Option der Anhebung der Bemessungsleistung (z. B. Bemessungsleistung bis max. 25 % ermöglichen) geprüft werden, um Projekte anzureizen, die wärmegeführt betrieben werden könnten (Substitution eines anderen Wärmeerzeugers am Standort). Aus aktueller Sicht können diese Projekte nur wirtschaftlich werden, wenn signifikante Wärmeerlöse generiert werden können. Dabei sollte die Förderung für Anlagen > 10 % bis 25 % Bemessungsleistung nur erfolgen, wenn eine vollständige Wärmenutzung stattfindet.

- **Stärkere Ausrichtung des EEG auf Sektorkopplung**: Um eine flexible Anpassung von Biomasse-Anlagen auf wechselnde Bedarfe zu ermöglichen, sollte auf zu restriktive Vorgaben verzichtet werden, die bestimmte Biomassenutzungen in einzelnen Energiesektoren langfristig festschreiben. Dazu zählen etwa Vorgaben zur Wärmeauskopplung (KWK-Pflicht). Vielmehr sollte der politische Rahmen so gestaltet sein, dass Biomasseanlagen auf wechselnde Marktsituationen reagieren und bedarfsgerecht wählen können, ob, wann und in

welchem Umfang sie Strom und Wärme und Systemdienstleistung bereitstellen, oder Gas einspeisen (Vermeidung regulativer Lock-in-Effekte). Damit Biomasseanlagen und Biomethan-BHKW auf wechselnde Bedarfe regieren können, sollten sie bestimmte Infrastruktur-bezogene Voraussetzungen erfüllen.

- **Abstimmung des EEG mit anderen Fördermaßnahmen**: Mittelfristig sollten für Biomasse relevante Fördermaßnahmen in den Energiesektoren Strom, Verkehr und Wärme stärker aufeinander abgestimmt werden, um den gesamtwirtschaftlich effizientesten Nutzen dieser knappen Ressource zu gewährleisten. Ebenso können Biogas, Biomethan, bzw. im Allgemeinen Biomasseanlagen auch in der Kommunalen Wärmeplanung eine Rolle einnehmen und auch Wegbereiter für kleine Nahwärmenetze in ländlichen Raum darstellen. Gleichzeitig gilt es, schrittweise einen sektorübergreifender Markt für Bioenergie bzw. Biomasse zu schaffen, der auch stoffliche Nutzungsansprüche etwa aus der Chemieindustrie berücksichtigt. Dies kann erstens über eine Angleichung von Förderniveaus und Bemessungsgrundlagen der sektorspezifischen Förderinstrumente erfolgen. Für Biomasse im EEG bedeutet das eine stärkere Orientierung der Vergütung an den Beiträgen der Biomasseanlagen zur Treibhausgasvermeidung sowie zu Ökosystemleistungen (volkswirtschaftliche Perspektive), anstelle an den Kosten der Stromerzeugung (betriebswirtschaftliche Perspektive). Eine Ausrichtung der Vergütung an Klima- und Naturschutzbeiträgen erhöht die Wahrscheinlichkeit, dass heutige Investitionen in Anlagenkonzepte fließen, die auch 2045 in einem klimaneutralen Energiesystem mit hohen Naturschutzstandards wettbewerbsfähig sind. Die Bemessung der EEG-Förderung für Biomassestrom nach Kosten zur Vermeidung von THG-Emissionen (im Stromsektor und in der Landwirtschaft) anstelle der Stromerzeugung erleichtert zudem die Angleichung der Förderniveaus zwischen dem EEG und der THG-Minderungsquote im Verkehrssektor. Zweitens sollte das allgemeine Förderniveau für Strom aus Biomasse in dem Maße sinken, wie fossile Alternativen durch Systeme mit Emissionsbepreisung aus dem Markt gedrängt werden. Hierdurch verbessert sich die Wettbewerbsfähigkeit von Biomassestrom gegenüber der fossilen Konkurrenz, was einen sinkenden Förderbedarf bedeutet. Wird das Förderniveau hingegen mittel- und langfristig beibehalten, werden zukünftige stoffliche Nutzungen in der Bioökonomie behindert, sofern diese nicht ebenfalls subventioniert werden (Subventionswettlauf). Aufgrund der Langfristigkeit der EEG-Vergütung von 20 Jahren sollten diese grundsätzlichen Fragen nach Förderniveau und Bemessungsgrundlage so bald wie möglich, etwa im Rahmen der Biomassestrategie, erörtert werden, um langfristig mögliche kostspielige Lock-in-Effekte der Biomassenutzung so weit wie möglich zu vermeiden.

8. Literaturverzeichnis

[1] BUNDESTAG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)* (in Kraft getr. am 17. 7. 2017) (2017-07-17). URL https://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2014/gesamt.pdf – Überprüfungsdatum 2017-08-08

[2] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz* (idF v. 21. 12. 2020) (2021-07-21) – Überprüfungsdatum 2022-05-04

[3] DEUTSCHES KABINETT: *Arbeitsprogramm Bessere Rechtsetzung und Bürokratieabbau 2018* (idF v. 12. 12. 2018) (2018)

[4] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* (idF v. 8. 7. 2022) (2022-07-08). URL https://www.eversheds-sutherland.com/documents/global/germany/de/EEG2023_Konsolidierte_Fassung_08072022.pdf – Überprüfungsdatum 2022-08-19

[5] CLEARINGSTELLE EEG: *Beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission für die sog. Frühjahrs-Novelle des EEG 2021 und für die Anschlussregelung für Güllekleinanlagen. : Kurzmeldung vom 9.12.2021*. URL https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sonstiges/6228. – Aktualisierungsdatum: 2023-07-12

[6] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2023).* 2/2023

[7] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) (Stand: Februar 2023).* 2/2023

[8] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND KLIMASCHUTZ (BMWK: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) mit Stand Februar 2022.* 2/2022

[9] NETZTRANSPARENZ: *ÜNB-EEG-Zahlungen-Bewegungsdaten 2021.* URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen – Überprüfungsdatum 2022-08-01

[10] NETZTRANSPARENZ: *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2021.* URL https:/www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten – Überprüfungsdatum 2022-07-29

[11] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Herstellerbefragung : Befragung der Hersteller von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland zum aktuellen Stand der Anzahl und Aufbereitungskapazität*. 2017

[12] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Herstellerbefragung : Befragung der Hersteller von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland zum aktuellen Stand der Anzahl und Aufbereitungskapazität*. 2018/2019

[13] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Herstellerbefragung : Befragung der Hersteller von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland zum aktuellen Stand der Anzahl und Aufbereitungskapazität*. 2021/2022

[14] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Herstellerbefragung : Befragung der Hersteller von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland zum aktuellen Stand der Anzahl und Aufbereitungskapazität*. 2023

[15] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Datenbank Biogasaufbereitungsanlagen*. 2023

[16] *BioEnergie Park Güstrow startet in die Inbetriebnahmephase – EnviTec Biogas AG*. URL https://www.envitec-biogas.de/infocenter/pressemeldungen/bioenergie-park-guestrow-startet-in-die-inbetriebnahmephase. – Aktualisierungsdatum: 2023-08-17 – Überprüfungsdatum 2023-08-17

[17] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Datenbank Biogasaufbereitungsanlagen*. 2022

[18] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Erhebung über Gewinnung, Verwendung und Abgabe von Klärgas*. URL https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?levelindex=1&levelid=1651761024446&downloadname=&operation=ergebnistabelleDiagramm&option=diagramm&diagrammTyp=1#abreadcrumb. – Aktualisierungsdatum: 2022-05-05

[19] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Jahresabrechnungen*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen. – Aktualisierungsdatum: 2023-06-16 – Überprüfungsdatum 2023-06-16

[20] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Anlagenstammdaten*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten. – Aktualisierungsdatum: 2021-07-02 – Überprüfungsdatum 2021-07-02

[21] MICHAEL SCHÄFER, THEO G. SCHMITT (KAISERSLAUTERN), INKA HOBUS, PHILIPP PYRO UND DIRK SALOMON: *Bereitstellung von Flexibilität durch Kläranlagen : Kennzahlen, Restriktionen, Kontrollparameter und deren simulationstechnische und praktische Validierung*. In: *Korrespondenz Abwasser, Abfall (DWA)* (2018), Nr. 3, S. 217–223

[22] OLIVER GRETZSCHEL, FRANK HÜESKER, THEO G. SCHMITT, (KAISERSLAUTERN), GERD KOLISCH, DIRK SALOMON, MARKUS ZDRALLEK (WUPPERTAL), DANIEL SCHIEBOLD (BERLIN) UND BABETT HANKE: *Flexibilitätsbeiträge von Kläranlagen zur Energiewende : Handlungsempfehlungen und Forderungen an Gesetzgeber und Politik*. In: *Korrespondenz Abwasser, Abfall (DWA)* (2018), Nr. 3, S. 196–204

[23] SCHMITT, Theo G. (Hrsg.): *Kläranlagen in der Energiewende : Faulung optimieren & Flexibilität wagen : Fachtagung Kaiserslautern, 30. November 2017*. Kaiserslautern : Technische Universität Kaiserslautern, 2017 (Schriftenreihe des Fachgebietes Siedlungswasserwirtschaft der Technischen Universität Kaiserslautern 40)

[24] ZENTRUM FÜR SONNENENERGIE- UND WASSERSTOFF-FORSCHUNG (ZSW) ET AL.: *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 : Vorhaben I Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas*. 07/2014

[25] HOFFSTEDE, Uwe; BEIL, Michael (Mitarb.); KASTEN, Julia (Mitarb.); BEYRICH, Wiebke (Mitarb.); HOLZHAMMER, U. (Mitarb.); KRAUTKREMER, Bernd (Mitarb.); HAHN, Henning (Mitarb.); STELZER,

Manuel (Mitarb.) : *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz : Teilvorhaben II a: Biomasse*. Berlin, 8.5.2019

[26] MEINERS, Heribert ; OPAHLE, Michael ; KERBER, Vitali; RIES, Gudrun (Mitarb.); HANSTEIN, Sabine (Mitarb.) : *Verwerten von Grubengas als Beitrag zur Emissionsvermeidung und zur Gefahrenabwehr : Gutachterliche Stellungnahme*. Essen, 13.12.2018

[27] STEAG GRUBENGAS-GEWINNUNGS GMBH: *Informationen Grubengas*. e-mail. 2019-04-04. BEIL, Michael; BEYRICH, Wiebke (Adressat)

[28] BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA), Bundeskartellamt: *Monitoringbericht 2022 : Marktbeobachtung Monitoring-Energie*

[29] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste 11/2021*. Bonn, 11/2021

[30] BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA) (Hrsg.): *Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 bis 2020*. 2021

[31] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste 2021*. Bonn, 04/2021

[32] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste 11/2022*. Bonn, 11/2022

[33] BUNDESNETZAGENTUR: *Rundenübersicht zur Ausschreibung von Biomasseanlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)*. – Aktualisierungsdatum: 2022-04-26

[34] BUNDESNETZAGENTUR: *Rundenübersicht zur Ausschreibung von Biomasseanlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)*. – Aktualisierungsdatum: 2023-05-12

[35] BUNDESNETZAGENTUR: *Rundenübersicht zur Ausschreibung von Biomethananlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/start.html. – Aktualisierungsdatum: 05/2023 – Überprüfungsdatum 16.06.23

[36] NETZTRANSPARENZ.DE: *Informationen zur Direktvermarktung*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Monatliche-Direktvermarktung. – Aktualisierungsdatum: 2022-04-17 – Überprüfungsdatum 2022-04-17

[37] BMWK: *EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2022*. URL https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.html

[38] BUNDESNETZAGENTUR: *EEG in Zahlen 2019*. URL https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEGinZahlen_2019_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=3

[39] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Anlagenstammdaten*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten. – Aktualisierungsdatum: 2021-07-02 – Überprüfungsdatum 2021-07-02

[40] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Jahresabrechnungen*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen. – Aktualisierungsdatum: 2021-07-02 – Überprüfungsdatum 2021-07-02

[41] ENERGYBRAINPOOL; HUNEKE, Fabian (Mitarb.); CLAUßNER, M. (Mitarb.) : *Monitoring der Direktvermarktung : Jahresbericht 2021 und Ausblick 2022*. Berlin, Januar 2022

[42] BUNDESNETZAGENTUR (Hrsg.): *Veröffentlichung der im Anlagenregister registrierten Daten. Stand 11/2018.* 2019

[43] *Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, des Energiewirtschaftsgesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften* (idF v. Vom 17. 12. 2018) – Überprüfungsdatum 2019-02-11

[44] NETZTRANSPARENZ: *EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2021.* URL https:/www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten – Überprüfungsdatum 2022-07-29

[45] NETZTRANSPARENZ: *ÜNB-EEG-Zahlungen-Bewegungsdaten 2021.* URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen – Überprüfungsdatum 2022-08-01

[46] BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA) (Hrsg.): *Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 bis 2021*. 2022

[47] KLOBASA, M. et al.: *Monitoring der Direktvermarktung : Quartalsbericht 06/2018.* erstellt im Auftrag des BMWi. 30.6.2018

[48] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V.: *VisuFlex: Stand der Flexibilisierung von Biogasanlagen*. URL https://biogas.fnr.de/biogas-nutzung/stromerzeugung/stand-der-flexibilisierung-von-biogasanlagen. – Aktualisierungsdatum: 2022-05-04 – Überprüfungsdatum 2022-05-04

[49] DEUTSCHE VEREINIGUNG FÜR WASSERWIRTSCHAFT, ABWASSER UND ABFALL E.V. (Hrsg.): *ERWAS - Zukunftsfähige Technologien und Konzepte für eine Energieeffiziente und Ressourcenschonende Wasserwirtschaft : Zwischenergebnisse*. 2016

[50] SCHMITT, T. G. (Hrsg.): *Kläranlagen in der Energiewende: Faulung optimieren & Flexibilität wagen : Kaiserslautern, 30. November 2017* : Technische Universität Kaiserslautern (40)

[51] OLIVER GRETZSCHEL, FRANK HÜESKER, THEO G. SCHMITT, (KAISERSLAUTERN), GERD KOLISCH, DIRK SALOMON, MARKUS ZDRALLEK (WUPPERTAL), DANIEL SCHIEBOLD (BERLIN) UND BABETT HANKE: *Flexibilitätsbeiträge von Kläranlagen zur Energiewende : Handlungsempfehlungen und Forderungen an Gesetzgeber und Politik*. In: *Korrespondenz Abwasser, Abfall (DWA)* (2018), Nr. 3, S. 196–204

[52] SCHMITT, T. G. ET AL.: *Abwasserreinigungsanlagen als Regelbaustein in intelligenten Verteilnetzen mit Erneuerbarer Energieerzeugung - arrivee : FKZ 02WER1320A*. 2017

[53] HOFFSTEDE, Uwe; BEIL, Michael (Mitarb.); BEYRICH, Wiebke (Mitarb.); HAHN, Henning (Mitarb.); KASTEN, Julia (Mitarb.); KRAUTKREMER, Bernd (Mitarb.); HOLZHAMMER, Uwe (Mitarb.) : *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz : Teilvorhaben II a: Biomasse*. nicht veröffentlicht. Kassel, 08.05.2019

[54] PROGNOS: *Endkundenstrompreis für EEG-Erfahrungsbericht 2023 : Berechnungen Prognos 2023, Großhandelspreise Energy Brainpool, Szenatrio low*. 2023

[55] BHKW INFOZENTRUM: *BHKW-Kenndaten 2019/2020*. 2020

[56] C.A.R.M.E.N. E.V.: *Marktpreise Hackschnitzel. Preisentwicklung bei Waldhackschnitzeln.* URL https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreise-hackschnitzel/. – Aktualisierungsdatum: 2023-07-12

[57] BHKW INFOZENTRUM: *BHKW-Kenndaten 2019/2020*. 2020

[58] PURKUS, Alexandra ; GAWEL, Erik ; SZARKA, Nora ; LAUER, Markus ; LENZ, Volker ; ORTWEIN, Andreas ; TAFARTE, Philip ; EICHHORN, Marcus ; THRÄN, Daniela: *Contributions of flexible power generation from biomass to a secure and cost-effective electricity supply—a review of potentials, incentives and obstacles in Germany*. In: *Energy, Sustainability and Society* 8 (2018), Nr. 1

[59] BUREAU, Jean-Christophe ; SWINNEN, Johan: *EU policies and global food security*. In: *Global Food Security* 16 (2018), S. 106–115

[60] KLEPPER, Gernot (Hrsg.); THRÄN, Daniela (Hrsg.); WITTE, Julika (Mitarb.); ERLACH, Berit (Mitarb.); HENNIG, Christiane (Mitarb.); SCHÜNEMANN, Franziska (Mitarb.); HÖHNE, Marie-Christin (Mitarb.) : *Biomasse im Spannungsfeld zwischen Energie- und Klimapolitik* : *Potenziale - Technologien - Zielkonflikte : Analyse*. München : acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften, 2019 (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft Analyse)

[61] LAUER, Markus ; DOTZAUER, Martin ; MILLINGER, Markus ; OEHMICHEN, Katja ; JORDAN, Matthias ; KALCHER, Jasmin ; MAJER, Stefan ; THRAEN, Daniela: *The Crucial Role of Bioenergy in a Climate-Neutral Energy System in Germany*. In: *Chemical Engineering & Technology* 46 (2023), Nr. 3, S. 501–510

9. Anhang

9.1. Basisannahmen zur Portfoliosimulation des Realszenarios

Tabelle 9-1: Verteilung der Bestandsanlagen hinsichtlich der Anlagenleistungen nach Art der Biomasseanlage und Post-EEG-Optionen im Realszenario (DBFZ, 05/2023)

Anlagengruppe / Post-EEG-Option	Holz-HKW	Holz-vergaser	Altholz-HKW	Papier-Zellstoff	PÖL-BHKW	Gülle-BGA	Abfall-BGA	NawaRo-BGA	Biomethan-BHKW
Bestand --> Ausschreibung	50%	0%	0%	0%	0%	0%	75%	50%	0%
Bestand --> sonstige DV	25%	67%	75%	100%	0%	50%	0%	10%	10%
Bestand Biogas --> Biomethan-aufbereitung	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	0%	25%	30%	
Bestand --> Rückbau	25%	33%	25%	0%	100%	50%	0%	10%	90%

DV= Direktvermarktung

Abbildung 9-1: Realszenario: Elektrische Anlagenleistungen in MW nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023)

Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Bezeichnung	Holz-HKW	Holzvergaser	Altholz-HKW	Papier-Zellstoff	PÖL-BHKW	Gülle-BGA	Abfall-BGA	NawaRo-BGA	Biomethan	hf-Biomethan	Klärgas	Deponiegas	Grubengas
2000	30	0	105	57	1	0	15	45	2	0	42	99	2
2001	49	0	171	57	1	0	16	115	2	0	48	115	31
2002	50	0	263	57	1	0	16	168	3	0	49	119	90
2003	50	0	425	121	1	0	17	201	3	0	59	125	146
2004	64	1	612	262	3	0	32	455	9	0	60	138	198
2005	112	3	661	263	27	0	41	1.119	20	0	63	143	204
2006	160	6	741	265	63	0	55	1.924	38	0	64	144	207
2007	222	12	744	265	102	0	75	2.526	53	0	71	146	207
2008	301	14	744	265	116	0	81	2.863	64	0	75	147	204
2009	390	16	739	265	117	0	83	3.305	101	0	75	155	192
2010	410	18	739	266	117	0	86	4.085	124	0	76	155	192
2011	421	22	742	266	118	0	93	5.320	186	0	76	152	194
2012	457	24	747	266	118	8	112	5.426	319	0	67	151	194
2013	478	28	750	266	118	16	115	5.536	444	0	65	148	188
2014	506	35	750	266	118	21	124	5.624	529	0	67	148	188
2015	508	35	750	266	118	27	125	5.625	530	0	67	140	187
2016	504	35	750	266	118	40	127	5.628	531	0	66	132	183
2017	504	35	746	266	118	49	128	5.630	531	0	67	121	183
2018	507	36	746	266	118	57	137	5.630	530	0	67	117	183
2019	506	36	741	266	118	65	133	5.639	530	0	63	99	181
2020	527	36	725	266	117	71	138	5.637	530	0	57	92	181
2021	519	36	728	208	117	72	138	5.641	530	0	55	80	181
2022	515	36	656	208	117	72	134	5.637	529	3	40	67	179
2023	506	37	596	208	117	74	139	6.099	529	3	35	55	163
2024	506	38	524	208	117	76	139	6.082	529	28	34	54	108
2025	516	39	362	144	117	78	140	6.075	528	34	24	46	57
2026	525	40	174	4	115	80	140	5.873	522	38	23	33	10
2027	535	38	126	3	91	82	140	5.389	511	42	21	30	5
2028	545	36	43	1	55	84	140	4.780	494	46	20	27	2
2029	555	32	39	1	16	86	140	4.320	478	50	17	26	2
2030	565	30	39	1	2	88	140	4.090	467	54	13	24	2
2031	575	30	39	1	2	90	140	3.696	430	54	12	16	2
2032	552	28	31	0	1	92	135	2.943	408	54	12	13	2
2033	533	25	8	0	0	94	135	1.737	346	54	10	12	0
2034	543	25	3	0	0	88	135	1.597	212	54	10	10	0
2035	552	21	0	0	0	82	135	1.473	87	54	9	10	0
2036	562	16	0	0	0	80	134	1.366	2	54	7	6	0
2037	558	17	0	0	0	75	119	1.312	2	54	6	6	0
2038	540	17	0	0	0	64	111	1.133	0	54	5	4	0
2039	502	18	0	0	0	57	97	934	0	54	3	3	0
2040	451	19	0	0	0	51	70	790	0	54	2	3	0
2041	402	18	0	0	0	44	64	672	0	54	1	2	0
2042	308	18	0	0	0	37	55	547	0	54	0	0	0
2043	288	18	0	0	0	36	52	347	0	54	0	0	0
2044	276	18	0	0	0	36	43	28	0	52	0	0	0
2045	240	17	0	0	0	34	21	23	0	52	0	0	0
2046	219	16	0	0	0	32	17	15	0	26	0	0	0
2047	181	15	0	0	0	30	8	8	0	20	0	0	0
2048	170	14	0	0	0	28	7	8	0	16	0	0	0
2049	160	13	0	0	0	26	4	3	0	12	0	0	0

Abbildung 9-2: Realszenario: Strommengen in GWh nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023)

Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Bezeichnung	Holz-HKW	Holzvergaser	Altholz-HKW	Papier-Zellstoff	PÖL-BHKW	Gülle-BGA	Abfall-BGA	NawaRo-BGA	Biomethan	hf-Biomethan	Klärgas	Deponiegas	Grubengas
2000	120	1	662	136	3	0	44	159	8	0	60	170	2
2001	236	1	1.099	136	3	0	49	473	8	0	66	208	120
2002	239	1	1.681	136	3	0	50	723	9	0	67	222	355
2003	239	1	2.734	399	6	0	58	877	13	0	77	246	582
2004	299	3	3.827	858	12	0	125	2.018	43	0	82	276	844
2005	568	15	4.094	864	56	0	159	5.072	99	0	90	296	860
2006	864	31	4.580	878	170	0	209	8.940	180	0	90	299	874
2007	1.241	67	4.602	878	302	0	285	11.955	253	0	109	301	874
2008	1.699	77	4.602	878	364	0	308	13.528	307	0	111	302	858
2009	2.194	87	4.573	878	364	0	317	15.635	450	0	112	328	807
2010	2.313	99	4.573	883	365	0	329	19.507	573	0	112	331	807
2011	2.389	120	4.593	883	366	0	356	25.947	875	0	109	328	811
2012	2.599	128	4.619	883	366	65	433	26.483	1.542	0	79	319	811
2013	2.698	147	4.635	883	366	124	451	27.030	2.192	0	78	311	785
2014	2.860	178	4.635	883	366	156	487	27.494	2.560	0	80	310	784
2015	2.863	179	4.635	883	366	208	490	27.497	2.562	0	76	293	781
2016	2.854	180	4.635	883	366	313	501	27.496	2.568	0	72	283	763
2017	2.854	181	4.615	883	366	384	506	27.502	2.568	0	75	254	763
2018	2.870	183	4.615	883	365	437	531	27.500	2.563	0	76	243	763
2019	2.868	184	4.578	883	365	487	523	27.520	2.563	0	73	212	760
2020	2.961	186	4.523	883	364	525	528	27.514	2.563	0	63	204	760
2021	3.004	186	4.546	747	364	528	535	27.520	2.563	0	61	176	760
2022	3.030	186	4.006	747	364	528	519	27.485	2.561	0	50	164	758
2023	2.979	191	3.603	747	363	542	515	27.301	2.561	0	46	139	694
2024	2.979	197	3.173	747	363	556	515	27.110	2.560	0	45	137	477
2025	2.979	202	2.120	485	360	571	511	26.966	2.556	4	35	113	269
2026	2.976	205	1.027	26	355	585	501	26.009	2.527	7	34	84	32
2027	2.950	198	760	20	310	599	495	23.591	2.470	11	29	73	19
2028	2.900	188	269	5	196	613	489	20.409	2.389	14	28	70	5
2029	2.842	158	248	5	64	627	477	17.884	2.316	18	26	68	5
2030	2.782	153	248	5	2	642	475	16.659	2.263	21	24	67	5
2031	2.710	148	248	5	2	656	475	14.979	2.119	21	23	40	4
2032	2.469	142	191	0	1	670	456	11.726	1.997	21	23	35	4
2033	2.260	126	42	0	0	684	455	6.297	1.694	21	21	32	0
2034	2.229	124	15	0	0	634	455	5.730	1.027	21	21	28	0
2035	2.223	110	0	0	0	589	448	5.205	377	21	20	25	0
2036	2.209	84	0	0	0	571	437	4.757	10	21	17	21	0
2037	2.154	89	0	0	0	533	381	4.568	6	21	15	20	0
2038	2.012	94	0	0	0	442	351	3.933	0	21	15	13	0
2039	1.767	98	0	0	0	386	306	3.231	0	21	8	9	0
2040	1.443	101	0	0	0	346	226	2.737	0	21	6	9	0
2041	1.129	100	0	0	0	297	205	2.362	0	21	3	6	0
2042	648	98	0	0	0	258	186	1.925	0	21	0	0	0
2043	542	98	0	0	0	255	174	1.203	0	21	0	0	0
2044	484	98	0	0	0	255	144	85	0	21	0	0	0
2045	303	93	0	0	0	241	68	65	0	21	0	0	0
2046	206	87	0	0	0	227	55	38	0	21	0	0	0
2047	58	82	0	0	0	213	26	12	0	18	0	0	0
2048	54	76	0	0	0	198	23	11	0	14	0	0	0
2049	54	71	0	0	0	184	14	10	0	11	0	0	0

9.2. Basisannahmen zur Portfoliosimulation des Maximalszenarios

Tabelle 9-2: Verteilung der Bestandsanlagen hinsichtlich der Anlagenleistungen nach Art der Biomasseanlage und Post-EEG-Optionen im Maximalszenario (DBFZ, 05/2023)

Anlagengruppe / Post-EEG-Option	Holz-HKW	Holz-vergaser	Altholz-HKW	Papier-Zellstoff	PÖL-BHKW	Gülle-BGA	Abfall-BGA	NawaRo-BGA	Biomethan-BHKW
Bestand --> Ausschreibung	75%	50%	0%	0%	0%	0%	100%	70%	0%
Bestand --> sonstige DV	25%	50%	75%	100%	0%	50%	0%	10%	100%
Bestand Biogas --> Biomethan-aufbereitung						0%	0%	10%	
Bestand --> Rückbau	0%	0%	25%	0%	100%	50%	0%	10%	0%

DV= Direktvermarktung

Abbildung 9-3: Maximalszenario: Elektrische Anlagenleistungen in MW nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023)

Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Bezeichnung	Holz-HKW	Holzvergaser	Altholz-HKW	Papier-Zellstoff	PÖL-BHKW	Gülle-BGA	Abfall-BGA	NawaRo-BGA	Biomethan	hf-Biomethan	Klärgas	Deponiegas	Grubengas
2000	30	0	105	57	1	0	15	45	2	0	42	99	2
2001	49	0	171	57	1	0	16	115	2	0	48	115	31
2002	50	0	263	57	1	0	16	168	3	0	49	119	90
2003	50	0	425	121	1	0	17	201	3	0	59	125	146
2004	64	1	612	262	3	0	32	455	9	0	60	138	198
2005	112	3	661	263	27	0	41	1.119	20	0	63	143	204
2006	160	6	741	265	63	0	55	1.924	38	0	64	144	207
2007	222	12	744	265	102	0	75	2.526	53	0	71	146	207
2008	301	14	744	265	116	0	81	2.863	64	0	75	147	204
2009	390	16	739	265	117	0	83	3.305	101	0	75	155	192
2010	410	18	739	266	117	0	86	4.085	124	0	76	155	192
2011	421	22	742	266	118	0	93	5.320	186	0	76	152	194
2012	457	24	747	266	118	8	112	5.426	319	0	67	151	194
2013	478	28	750	266	118	16	115	5.536	444	0	65	148	188
2014	506	35	750	266	118	21	124	5.624	529	0	67	148	188
2015	508	35	750	266	118	27	125	5.625	530	0	67	140	187
2016	504	35	750	266	118	40	127	5.628	531	0	66	132	183
2017	504	35	746	266	118	49	128	5.630	531	0	67	121	183
2018	507	36	746	266	118	57	137	5.630	530	0	67	117	183
2019	506	36	741	266	118	65	133	5.639	530	0	63	99	181
2020	527	36	725	266	117	71	138	5.637	530	0	57	92	181
2021	519	36	728	208	117	72	138	5.641	530	0	55	80	181
2022	515	36	656	208	117	72	134	5.637	529	3	40	67	179
2023	506	46	596	208	117	80	141	6.092	529	3	35	55	163
2024	506	56	524	208	117	88	146	6.077	529	28	34	54	108
2025	606	66	362	144	117	96	150	6.164	528	630	24	46	57
2026	705	76	174	4	115	104	154	6.051	522	1.230	23	33	10
2027	805	83	126	3	91	112	158	5.658	511	1.830	21	30	5
2028	905	91	43	1	55	120	162	5.136	494	2.430	20	27	2
2029	1.005	95	39	1	16	128	166	4.757	478	3.030	17	26	2
2030	1.105	103	39	1	2	136	170	4.607	467	3.630	13	24	2
2031	1.105	111	39	1	2	144	174	4.156	430	3.630	12	16	2
2032	1.072	120	31	0	1	152	173	3.379	408	3.630	12	13	2
2033	1.043	126	8	0	0	160	177	2.052	346	3.630	10	12	0
2034	1.008	135	3	0	0	160	159	1.914	212	3.630	10	10	0
2035	986	140	0	0	0	160	159	1.780	87	3.630	9	10	0
2036	958	144	0	0	0	164	153	1.672	2	3.630	7	6	0
2037	943	154	0	0	0	165	141	1.628	2	3.630	6	6	0
2038	915	163	0	0	0	160	134	1.455	0	3.630	5	4	0
2039	867	173	0	0	0	159	124	1.268	0	3.630	3	3	0
2040	802	182	0	0	0	159	97	1.142	0	3.630	2	3	0
2041	743	181	0	0	0	152	92	1.044	0	3.630	1	2	0
2042	633	181	0	0	0	145	83	974	0	3.630	0	0	0
2043	613	180	0	0	0	144	80	801	0	3.630	0	0	0
2044	601	180	0	0	0	144	72	600	0	3.628	0	0	0
2045	600	170	0	0	0	136	68	600	0	3.628	0	0	0
2046	600	160	0	0	0	128	64	600	0	3.602	0	0	0
2047	500	150	0	0	0	120	60	500	0	3.000	0	0	0
2048	400	140	0	0	0	112	56	400	0	2.400	0	0	0
2049	300	130	0	0	0	104	52	300	0	1.800	0	0	0

Abbildung 9-4: Maximalszenario: Strommengen in GWh nach Art der Biomasseanlage und Jahr (DBFZ, 05/2023)

Nr.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Bezeichnung	Holz-HKW	Holzvergaser	Altholz-HKW	Papier-Zellstoff	PÖL-BHKW	Gülle-BGA	Abfall-BGA	NawaRo-BGA	Biomethan	hf-Biomethan	Klärgas	Deponiegas	Grubengas
2000	120	1	662	136	3	0	44	159	8	0	60	170	2
2001	236	1	1.099	136	3	0	49	473	8	0	66	208	120
2002	239	1	1.681	136	3	0	50	723	9	0	67	222	355
2003	239	1	2.734	399	6	0	58	877	13	0	77	246	582
2004	299	3	3.827	858	12	0	125	2.018	43	0	82	276	844
2005	568	15	4.094	864	56	0	159	5.072	99	0	90	296	860
2006	864	31	4.580	878	170	0	209	8.940	180	0	90	299	874
2007	1.241	67	4.602	878	302	0	285	11.955	253	0	109	301	874
2008	1.699	77	4.602	878	364	0	308	13.528	307	0	111	302	858
2009	2.194	87	4.573	878	364	0	317	15.635	450	0	112	328	807
2010	2.313	99	4.573	883	365	0	329	19.507	573	0	112	331	807
2011	2.389	120	4.593	883	366	0	356	25.947	875	0	109	328	811
2012	2.599	128	4.619	883	366	65	433	26.483	1.542	0	79	319	811
2013	2.698	147	4.635	883	366	124	451	27.030	2.192	0	78	311	785
2014	2.860	178	4.635	883	366	156	487	27.494	2.560	0	80	310	784
2015	2.863	179	4.635	883	366	208	490	27.497	2.562	0	76	293	781
2016	2.854	180	4.635	883	366	313	501	27.496	2.568	0	72	283	763
2017	2.854	181	4.615	883	366	384	506	27.502	2.568	0	75	254	763
2018	2.870	183	4.615	883	365	437	531	27.500	2.563	0	76	243	763
2019	2.868	184	4.578	883	365	487	523	27.520	2.563	0	73	212	760
2020	2.961	186	4.523	883	364	525	528	27.514	2.563	0	63	204	760
2021	3.004	186	4.546	747	364	528	535	27.520	2.563	0	61	176	760
2022	3.030	186	4.006	747	364	528	519	27.485	2.561	0	50	164	758
2023	2.979	241	3.603	747	363	584	531	27.301	2.561	0	46	139	694
2024	2.979	296	3.173	747	363	640	546	27.110	2.560	0	45	137	477
2025	2.980	350	2.120	485	360	697	558	26.965	2.556	526	35	113	269
2026	2.977	403	1.027	26	355	753	564	25.969	2.527	1.051	34	84	32
2027	2.950	446	760	20	310	809	574	23.514	2.470	1.577	29	73	19
2028	2.900	486	269	5	196	865	583	20.289	2.389	2.102	28	70	5
2029	2.842	507	248	5	64	921	587	17.691	2.316	2.628	26	68	5
2030	2.782	552	248	5	2	978	601	16.393	2.263	3.154	24	67	5
2031	2.710	597	248	5	2	1.034	616	14.515	2.119	3.154	23	40	4
2032	2.470	642	191	0	1	1.090	610	11.165	1.997	3.154	23	35	4
2033	2.261	680	42	0	0	1.146	623	5.318	1.694	3.154	21	32	0
2034	2.052	727	15	0	0	1.138	562	4.732	1.027	3.154	21	28	0
2035	1.951	762	0	0	0	1.135	558	4.180	377	3.154	20	25	0
2036	1.789	786	0	0	0	1.159	535	3.706	10	3.154	17	21	0
2037	1.729	840	0	0	0	1.163	490	3.557	6	3.154	15	20	0
2038	1.587	895	0	0	0	1.114	467	2.957	0	3.154	15	13	0
2039	1.342	948	0	0	0	1.100	434	2.298	0	3.154	8	9	0
2040	1.000	998	0	0	0	1.102	361	1.873	0	3.154	6	9	0
2041	686	997	0	0	0	1.053	339	1.571	0	3.154	3	6	0
2042	170	995	0	0	0	1.014	322	1.326	0	3.154	0	0	0
2043	64	992	0	0	0	1.011	312	702	0	3.154	0	0	0
2044	6	989	0	0	0	1.011	284	0	0	3.154	0	0	0
2045	2	934	0	0	0	955	268	0	0	3.154	0	0	0
2046	0	879	0	0	0	899	252	0	0	3.154	0	0	0
2047	0	824	0	0	0	843	237	0	0	2.628	0	0	0
2048	0	769	0	0	0	786	221	0	0	2.102	0	0	0
2049	0	714	0	0	0	730	205	0	0	1.577	0	0	0

9.3. Annahmen Investitionen der Biogas- und Biomethan – BHKW

*Abbildung 9-5: Spezifische Kosten Biogas-BHKW-Module nach Leistungsgröße (Darstellung DBFZ 10/2020, Datenbasis: Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020. [57] *DBFZ Abschätzung für Einbindung 2.000 kW-Modul)*

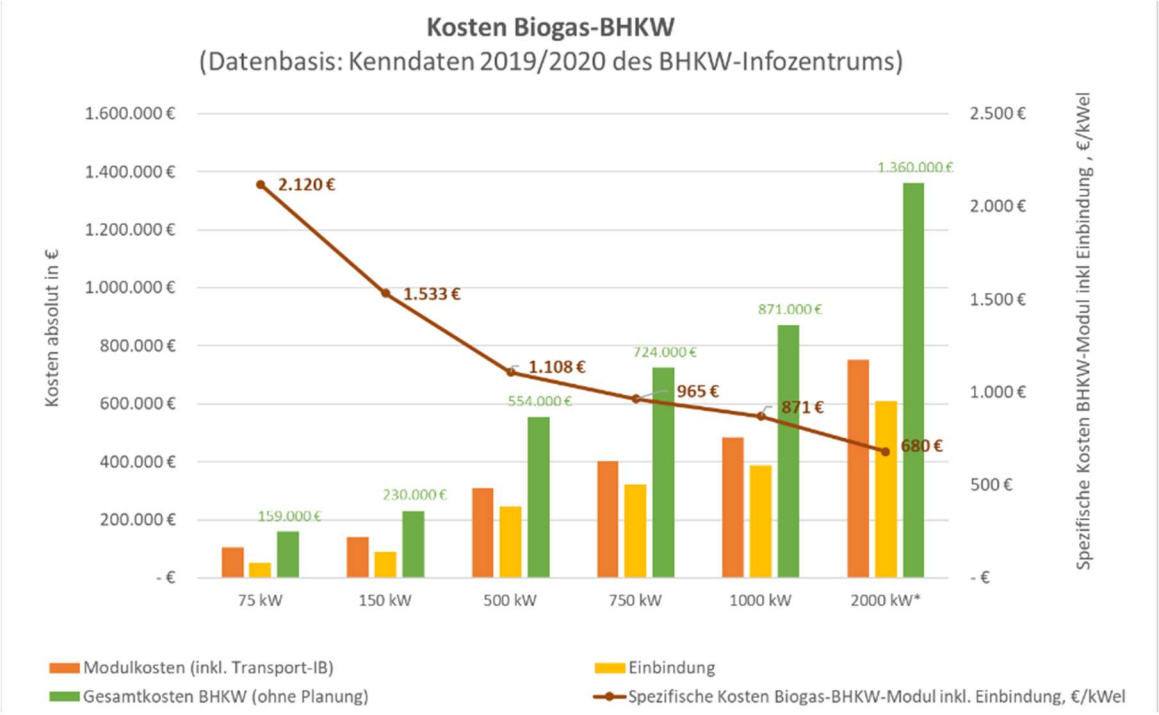
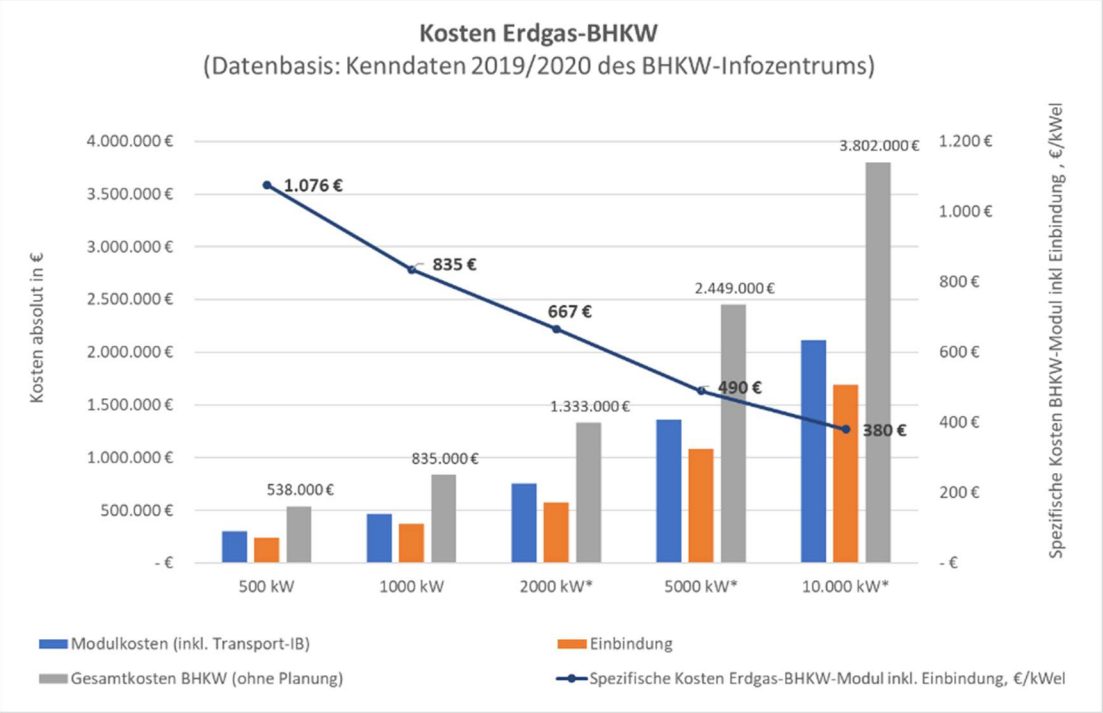
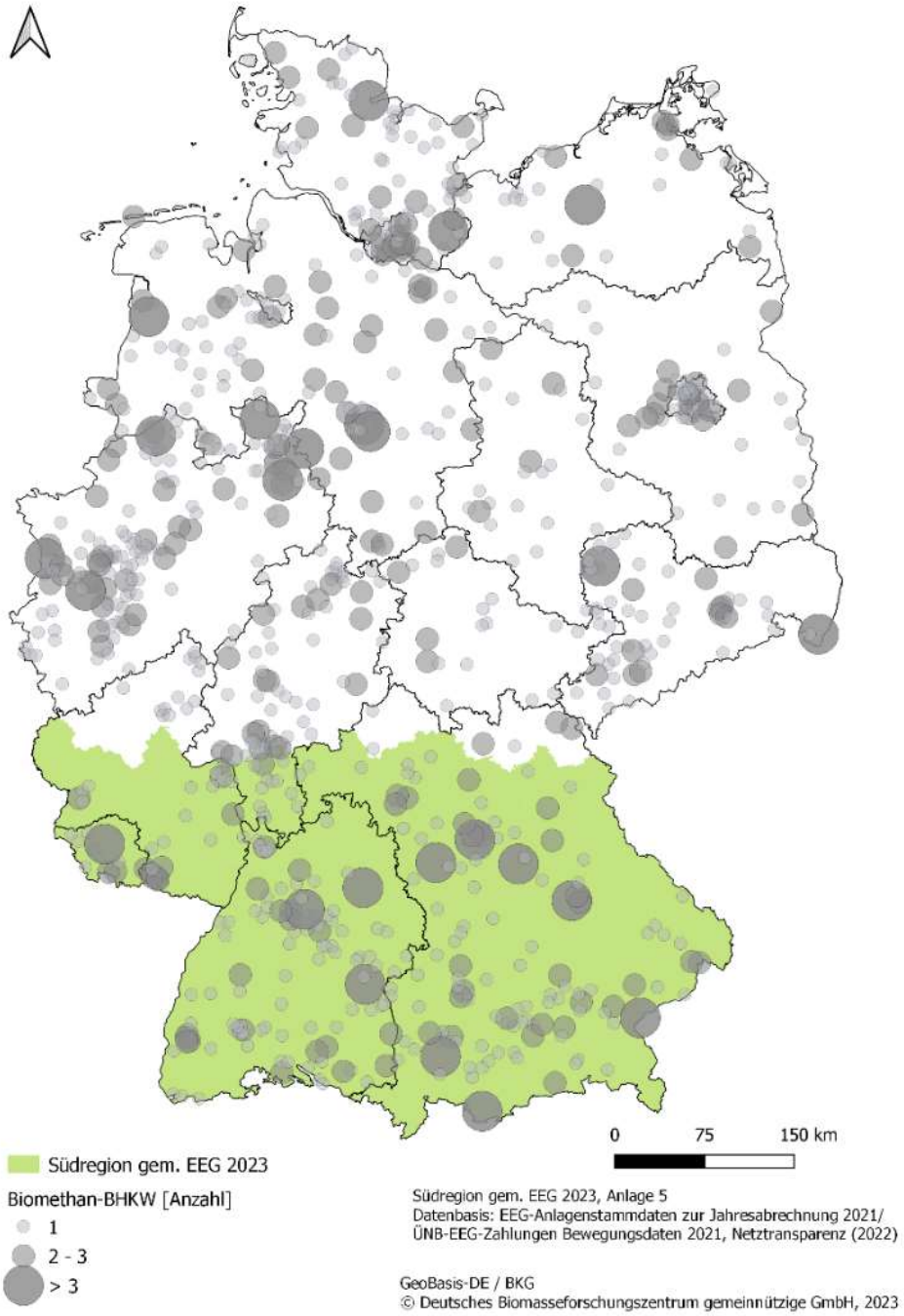


*Abbildung 9-6: Spezifische Kosten Erdgas-BHKW-Module nach Leistungsgröße (Darstellung DBFZ 10/2020, Datenbasis: Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2019/2020. [57] *DBFZ Abschätzung für Einbindung 2.000 kW-Modul sowie Abschätzung für 5.000 und 10.000 kW-Modul)*



9.4. Biomethan-BHKW-Standorte (EEG-Daten 2021) und vorgesehene Landkreise der Südquoten-Regelung für neue hochflexible Biomethan-Verstromungsanlagen (gemäß EEG 2023, Anlage 5)



9.5. Kostenbetrachtungen hochflexibler Biomethan-BHKW mit Variation der Bemessungsleistung

Tabelle 9-3: Gegenüberstellung der Stromgestehungskosten eines Biomethan-BHKW-Anlage mit 10 MW_{el} installierter Anlagenleistung unter Variation der Bemessungsleistung und möglichen Erlösen (Basisannahmen: Biomethanbezugspreis 9 ct/kWh_{Hs}, 20 Jahre Laufzeit, Wärmeerlöse 3 ct/kWh_{th} (frei Flansch))

Parameter / Konzept (Szenario)	0	1a	1b	2a	2b	3a	3b	4a	4b
Bemessungsleistung %	5,70%*	10 %	10 %	15 %	15 %	20 %	20 %	25 %	25 %
Betrachtung ohne/ mit Wärmerlösen**	Ohne	Ohne	Mit	Ohne	Mit	Ohne	Mit	Ohne	Mit
Stromgestehungskosten (LCOE), ct/kWh_{el}	**36,5**	**32,7**	**29,7**	**31,1**	**27,9**	**30,2**	**27,1**	**29,7**	**26,5**
Flexuschlag ct/kWh_{el} (bei 65 €/kW)	13,0	7,4	7,4	4,9	4,9	3,7	3,7	3,0	3,0
Biomethan Höchstwert (EEG 2023)	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3
Mehrerlöse Flex (Annahme), kWh_{el}	5,2	5,0	5,0	4,8	4,8	4,6	4,6	4,4	4,4
Summe Erlöse, ct/kWh_{el}	**37,5**	**31,7**	**31,7**	**29,1**	**29,1**	**27,6**	**27,6**	**26,7**	**26,7**
Differenz Erlöse abzgl. Kosten (ct/kWh_{el})	**1,0**	**-1,0**	**2,1**	**-2,0**	**1,1**	**-2,6**	**0,6**	**-3,1**	**0,1**

* Mindestkriterien Flexanforderung (entspricht 500 h/a)

** Konzept (a): LCOE ohne Wärmeerlöse; (b) mit Wärmeerlösen (bei 3 ct/kWh_{th} frei BHKW Flansch)