Fraunhofer IEE

Evaluationsbericht

1. Zwischenbericht (Rev 05)

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2023) zum spartenspezifischen Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse, Gülle, Biomethan 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
Michael Beil, Julia Kasten, Dr.-Ing. Bernd Krautkremer, Lena Völlinger

DBFZ
Jaqueline Daniel-Gromke, Velina Denysenko, Nadja Rensberg, Martin Dotzauer

ESE
Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer

Arbeitspakete:

- Marktentwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung aus Biomasse innerhalb des EEG [AP 1]
- Szenario der Anlagenentwicklung von Biomasse und Biomethan bis 2030/2040 mit Blick auf die Ziele der Bundesregierung sowie notwendige Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen [AP 2]
- Flexibilisierung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen [AP 3]
- Ökonomische Aspekte der Stromerzeugung aus Biomasse, Biomethan, Klärgas, Deponiegas und Grubengas [AP 4]
- Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG [AP 5]
- Bearbeitung von ad hoc Anfragen und Kurzstudien zu Fragestellungen, die sich aus den parlamentarischen Verhandlungen zu anstehenden EEG-Novellen ergeben & Kurzstellungnahmen [AP 7]

09.12.2024

Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

ABBILDUNGSVERZEICHNIS V

TABELLENVERZEICHNIS VII

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS X

1. ZUSAMMENFASSUNG 12

2. EINLEITUNG 13

3. MARKTENTWICKLUNG DES ANLAGENBESTANDES UND DER STROMERZEUGUNG AUS BIOMASSE INNERHALB DES EEG (AP 1) 14

3.1. Anlagenbestand Biomasse innerhalb des EEG (AP 1) 15

3.2. Biogasaufbereitungsanlagen 19

3.3. Anlagenbestand Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen (AP 1) 24

3.3.1. Klärgas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion 25

3.3.2. Deponiegas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion 27

3.3.3. Grubengas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion 28

3.4. Ausschreibungen 30

4. SZENARIEN DER ANLAGENENTWICKLUNG (AP2) 34

5. FLEXIBILISIERUNG VON BIOMASSEANLAGEN (AP 3) 36

5.1. Erhebung Umfang Beanspruchung Flex-Prämie und Flex-Zuschlag 36

5.1.1. Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie 36

5.1.2. Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags 38

5.2. Untersuchungen zur tatsächlichen flexiblen Fahrweise der Anlagen 41

5.2.1. „SMARD"- Datensatz der BNetzA 41

5.2.2. „VisuFlex"- Datensatz der FNR 42

5.2.3. Stromerzeugungsmuster von Biomasseanlagen 43

5.2.4. Gesamtbewertung 44

5.3. Identifizierung von Hemmnissen zur realen Steigerung der flexiblen Fahrweise von Anlagen 45

5.3.1. Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung) 45

5.3.2. Biomethan-BHKW 47

5.4. Handlungsempfehlungen (kurzfristig) 48

5.4.1. Limitierte EEG-Vergütung bei niedrigen Börsenstrompreisen: 48

5.4.2. Steigerung der realen flexiblen Betriebsweise von Biogasanlagen 49

5.4.3. Priorisierung von Bestands-Biogasanlagen mit Wärmebereitstellungskonzepten zur Gebäudewärmeversorgung in den Ausschreibungen 51

5.4.4. Biomethan-BHKW 51

5.5. Ausblick 52

5.5.1. Wöchentliche und saisonale Flexibilität 52

5.5.2. Systemdienliche Steigerung der energetischen Gesamteffizienz 53

5.5.3. Steigerung der Resilienz im Energiesystem 53

6. Ökonomische Aspekte der Stromerzeugung aus Biomasse (AP 4) 55

6.1. Ermittlung der Stromgestehungskosten für ein ausgewähltes Spektrum typischer EEG-Biomasseanlagen 55

6.1.1. Biogas 56

6.1.2. Biomethan 61

6.1.3. Feste Biomasse (Holzhackschnitzel- Heizkraftwerk) 63

6.2. Kostenentwicklung für Biomasseanlagen und eingesetzter Biomasse sowie Abschätzungen zukünftigen Kostenentwicklungen 64

6.3. Analyse Stromerzeugungskosten nach Auslauf EEG-Förderung (Fall: Anschlussförderung für Bestandsanlagen im Rahmen der Ausschreibung) 66

7. Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG (AP 5) 74

8. Bearbeitung von ad hoc Anfragen und Kurzstudien zu Fragestellungen, die sich aus den parlamentarischen Verhandlungen zu anstehenden EEG-Novellen ergeben & Kurzstellungnahmen (AP 7) 79

8.1. Kurzfristanalyse zu den Kostenentwicklungen von Biomasseanlagen 79

8.2. Ad-hoc-Anfragen 79

9. Fachgespräche (AP 8) 80

10. Anhang 81

10.1. Anlagenentwicklung nach Art der Biomasse-Anlage (EEG-Datenauswertungen) 81

10.2. Biomasseanlagen nach IBN und Art der Biomasse 82

10.3. Auswertungen EEG-Daten – Außerbetriebnahmen für Biomasseanlagen insgesamt im Jahr 2022 83

10.4. EEG-Daten nach Art der Biomasse für die Sonstige Direktvermarktung für das Bezugsjahr 2022 84

10.5. Auswertungen der EEG-Daten hinsichtlich der Volllaststunden nach Art der Biomasse und Leistungsgröße 85

10.6. Anlagenverteilung von Biogasanlagen – differenziert nach Inanspruchnahme des Flexzuschlages und der Flexprämie jeweils nach Überbauungsgrad 86

11. Literaturverzeichnis 87

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) 14

Abbildung 3-2: Stromeinspeisung in GWh der Biomasseanlagen insgesamt für das Bezugsjahr 2022 (Datenbasis: EEG Jahresabrechnungsdaten 2023 [5]). 15

Abbildung 3-3: Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2023 mit einer Abschätzung für 2024 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–14, 16, 18]] 21

Abbildung 3-4: Jährlicher Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2023 mit einer Abschätzung für 2024 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–14, 16, 18]] 23

Abbildung 3-5: Jährlicher Kapazitätszubau von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2023 mit einer Abschätzung für 2024 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–14, 16, 18]] 23

Abbildung 3-6: Räumliche Verteilung und Anlagenkapazität der Biogasaufbereitungsanlagen Ende 2023 in Deutschland [Eigene Darstellung auf Basis von [16, 18]] 24

Abbildung 3-7: Zeitreihe der Stromproduktion aus Klärgas in Deutschland, 1998 - 2023; aus [21] 25

Abbildung 3-8: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [5, 9] 26

Abbildung 3-9: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [5, 9] 26

Abbildung 3-10: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29] 27

Abbildung 3-11: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29] 28

Abbildung 3-12: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29] 29

Abbildung 3-13: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29] 29

Abbildung 3-14: Verlauf der EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen; ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung sowie mittlere Gebotshöhe [Eigene Darstellung auf Basis von [33]] 31

Abbildung 5-1: Entwicklung der jährlichen Zahlungen für die Flexibilitätsprämie (FlexP) an Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen [eigene Darstellung auf Basis von [29] 37

Abbildung 5-2: Absolute Förderung bei 65€/kW Flexibilitätszuschlag pro Anlage und Jahr in Abhängigkeit der installierten Leistung, unabhängig von den umgesetzten Volllaststunden, begrenzt durch das Qualitätskriterium 39

Abbildung 5-3: Anzahl der Biogasanlagen und Biomethan-BHKW je Leistungsklasse mit Bezug des Flexibilitätszuschlags (FlexZ) im Jahr 2022 [eigene Darstellung auf Basis von [5, 9]] 41

Abbildung 5-4: Realisierte Stromerzeugung für Biomasse gem. SMARD-Datensatz als Viertelstundenwerte im Zeitraum 01.-03.07.2024 [39] 42

Abbildung 5-5: Gegenüberstellung von Strompreis, Residuallast und der Strom-Einspeisemenge zukunftsweisend flexibilisierter Biogasanlagen [40] 43

Abbildung 5-6: Auswertungen der Stromerzeugungsmuster von Biomasseanlagen 2020 ggü. 2023, einzelne Tage auf der X-Achse und Stunden für jeden Tag auf der Y-Achse. [41] 44

Abbildung 6-1: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten mit den möglichen Erlösoptionen für Strom in Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes, der Variation der Flex-Zuschläge und Variation der Wärmeerlöse (Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung nach Energy Brainpool 2024 [53]); Restwerte berücksichtigt. 70

Abbildung 6-2: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten mit den möglichen Erlösoptionen für Strom in Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes, der Variation der Flex-Zuschläge und Variation der Wärmeerlöse (moderatere Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung nach eigener Abschätzung; durchschnittlich bezuschlagter Vergütungssatz 17,81 ct/kWhel), Restwerte berücksichtigt. 71

Abbildung 6-3: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten mit den möglichen Erlösoptionen für Strom in Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes, der Variation der Flex-Zuschläge und Variation der Wärmeerlöse (moderatere Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung nach eigener Abschätzung, anlegbarer Wert aktueller Höchstwert 19,83 ct/kWhel), Restwerte berücksichtigt. 72

Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1: Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten zur Anlagenanzahl, installierten elektrischen Leistung und Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) aus Biomasse (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023 16

Tabelle 3-2: EEG-Jahresabrechnungen Biomasse 2018 – 2023 nach Art der finanziell geförderten Strommengen (Einspeisevergütung, Marktprämienmodell, sonstige Direktvermarktung) und jeweiliger %-Anteil bezogen auf die Strommengen 17

Tabelle 3-3: Auswertungen der EEG-Daten nach Art der Biomasse mit Angabe der Anzahl der EEG-Anlagen, installierte elektrische Anlagenleistung und Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch für das Bezugsjahr 2023 17

Tabelle 3-4: Auswertungen der EEG-Daten nach Art der Biomasse mit Angabe des KWK-Anteils, der Anzahl EEG-Anlagen und KWK-Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch für das Bezugsjahr 2022 18

Tabelle 3-5: Substratinput in Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in Deutschland 2023, masse- und energiebezogen 19

Tabelle 3-6: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2024 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur [33] 31

Tabelle 3-7: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2024 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur – Ergebnisse Bestandsanlagen [33] 32

Tabelle 3-8: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2024 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur – Ergebnisse Neuanlagen [33] 32

Tabelle 4-1: Mögliche Auslauf der Biomasseanlagen unter Berücksichtigung eines Endes der EEG-Förderung bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung in MW_{el} (Zeitraum 2025 – 2036) 34

Tabelle 4-2: Auslauf der Biomasseanlagen unter Berücksichtigung eines Endes der EEG-Förderung bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung in MW_{el} summiert für 3 Zeiträume (2025 bis 2028, 2025 bis 2030 sowie 2025 bis 2032) 35

Tabelle 5-1: Volllaststunden Biogas-EEG-Anlagen (mit Flexprämie) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760 37

Tabelle 5-2: Volllaststunden Biomethan-EEG-Anlagen (mit Flexprämie) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760 38

Tabelle 5-3: Volllaststunden Biogas-EEG-Anlagen (mit Flexzuschlag) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760 40

Tabelle 5-4: Volllaststunden Biomethan-EEG-Anlagen (mit Flexzuschlag) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760 40

Tabelle 6-1: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 511 kW Bemessungsleistung NawaRo-Biogasanlage, Neubau 57

Tabelle 6-2: Mittlere Stromgestehungskosten für die Biogas-Neuanlage mit Variation der Wärmerlöse, 511 kW Bemessungsleistung, IBN 2027 58

Tabelle 6-3: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 511 kW Bemessungsleistung NawaRo-Biogasanlage, Bestand 59

Tabelle 6-4: Mittlere Stromgestehungskosten für die Bestands-Biogasanlage mit Variation der Wärmerlöse, 511 kW Bemessungsleistung, IBN 2027 60

Tabelle 6-5: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, Gülleanlage, 150 kWel, Neubau 60

Tabelle 6-6: Mittlere Stromgestehungskosten für die Gülleanlage, 150 kWel (Neuanlage), IBN 2027, mit Variation der Wärmerlöse 61

Tabelle 6-7: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 10 MWel Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert), Bemessungsleistung 1 MWel, Neubau 62

Tabelle 6-8: Mittlere Stromgestehungskosten eines 10 MW Biomethan-BHKW mit Variation des Biomethan-bezugspreises und der Wärmeerlöse, IBN 2027 (hochflexibilisiert), Neubau 63

Tabelle 6-9: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 4,8 MW_{el} Biomasseheizkraftwerk, Neubau, wärmegeführte Fahrweise 63

Tabelle 6-10: Mittlere Stromgestehungskosten des Biomasseheizkraftwerkes, 4,8 MWel, Neubau, IBN 2027 64

Tabelle 6-11: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 1.135 kW installierte Anlagenleistung, NawaRo/Gülle-Biogasanlage, Bestand mit Fortführung 13a (Beispiel) – Variation der Bh 3.000 und 2.500 Bh/a 67

Tabelle 6-12: Kostenannahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 1.135 kW installierte Anlagenleistung, NawaRo/Gülle-Biogasanlage, Bestand mit Fortführung 13a (Beispiel zur Veranschaulichung) – Variation der Betriebsstunden mit 3.000 und 2.500 Bh/a 68

Tabelle 6-13: Mittlere Stromgestehungskosten für die Bestands-Biogasanlage mit 3.000 und 2.500 Bh/a und Variation der Wärmerlöse, 1.135 kW installierten Anlagenleistung, IBN 2027, 13a Weiterbetrieb 69

Tabelle 6-14: Mittleren Strommehrerlöse durch Fahrplanoptimierung nach Stromprognosen von Energy Brainpool 2024 [53] (Datenbasis 9/2024) 69

Tabelle 7-1: Übersicht von Biomasse-HKW der Papier- und Zellstoffindustrie sortiert nach elektrischer Nennleistung (Stand 04/2024) [55] 74

Tabelle 7-2: Übersicht von HKW außerhalb des EEG, welche Biomasse als Zusatzbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung (Stand 01/2021) [58] 76

Tabelle 7-3: Übersicht von HKW außerhalb des EEG, welche Abfall* als Hauptbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung (Stand 04/2024) [55, 59] 77

Tabelle 10-1: Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) für Strom aus Biogas (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023 81

Tabelle 10-2: Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) für Strom aus Biomethan (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023 81

Tabelle 10-3: Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) für Strom aus Fester Biomasse (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023 81

Tabelle 10-4: Entwicklung des Biomassebestandes nach Art der Biomasseanlage bis 2022 bezogen auf die installierte Anlagenleistung in MWel 82

Tabelle 10-5: Außerbetriebnahmen der Biomasseanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung und EEG-Anlagenzahl nach IBN-Jahr 83

Tabelle 10-6: Auswertungen der EEG-Daten nach Art der Biomasse mit Angabe der Anzahl der EEG-Anlagen, installierte elektrische Anlagenleistung und Netzeinspeisung für die Sonstige Direktvermarktung für das Bezugsjahr 2022 84

Tabelle 10-7: Volllaststunden nach Art der Biomasseanlage, ohne Berücksichtigung der Anlagen mit Volllaststunden >8.760 h/a 85

Abkürzungsverzeichnis

A

AP ..... Arbeitspaket

B

BGA ..... Biogasanlage
BGAA ..... Biogasaufbereitungsanlage
Bh ..... Betriebsstunden [h/a]
BHKW ..... Blockheizkraftwerk
BNetzA ..... Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen

D

DWW ..... Druckwasserwäsche

E

EEG ..... Erneuerbare Energien Gesetz

F

F&E ..... Forschung und Entwicklung
FlexP ..... Flexibilitätsprämie
FlexZ ..... Flexibilitätszuschlag
FM ..... Frischmasse
FNR ..... Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
FvB ..... *Fachverband Biogas e.V.*

G

GPS ..... Ganzpflanzensilage (i.d.R. auf Getreide bezogen)

H

HKW ..... Heizkraftwerk

I

IBN ..... Inbetriebnahme

K

KTBL ..... Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.

L

LCOE ..... Levelized Costs of Electricity
LNG ..... Liquefied Natural Gas

M

MaStR ..... Marktstammdatenregister

N

NawaRo ..... Nachwachsende Rohstoffe

P

PGK ..... Polyethylenglykolwäsche

PÖL ..... Pflanzenöl
PSA ..... Druckwechseladsorption
PV ..... Photovoltaik

S

SMARD ..... Strom- und Gasmarktdaten

U

ÜNB ..... Übertragungsnetzbetreiber

V

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

1. Zusammenfassung

Die installierte elektrische Leistung von Biomasseanlagen und Anlagen zur Stromerzeugung aus Gasen nach dem EEG betrug Ende 2023 rund 9,5 GW mit einer Stromerzeugung von insgesamt 44 TWh_{el}. Der Großteil davon wurde durch Biomasseanlagen bereitgestellt während ca. 1,47 TWh_{el} durch Klärgasanlagen erzeugt wurden. Bezogen auf die Stromerzeugung aus Biomasse entfallen mit 30,6 TWh Strom etwa 70 % der Bruttostromerzeugung auf Biogas einschließlich Biomethan. Gemessen an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt Biomasse im Jahr 2023 insgesamt einen Anteil von 16 %; gemessen an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland rund 8 %.

Der Brutto-Zubau neuer Biomasseanlagen ist seit Jahren gering. Der leistungsbezogene Biomasse-Anlagenzubau wird maßgeblich durch Flexibilisierungsmaßnahmen an Bestandsanlagen getragen. Der Großteil der Biomasseanlagen (~ 95 %) ist in der Direktvermarktung; lediglich 5 % der Anlagen beziehen noch eine Festvergütung. Die letzten Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen im EEG waren überzeichnet; während für die separate Biomethan-Ausschreibung in den letzten 3 Runden in den Jahren 2023 und 2024 keine Angebote eingereicht wurden. Der Großteil der Biomasseanlagen wird in den nächsten Jahren (ab 2024) das Ende der 20-jähigen EEG-Laufzeit erreichen.

2. Einleitung

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[1] evaluieren und dem Bundestag bis zum Dezember 2023 - und dann alle vier Jahre - einen Erfahrungsbericht vorlegen [2].

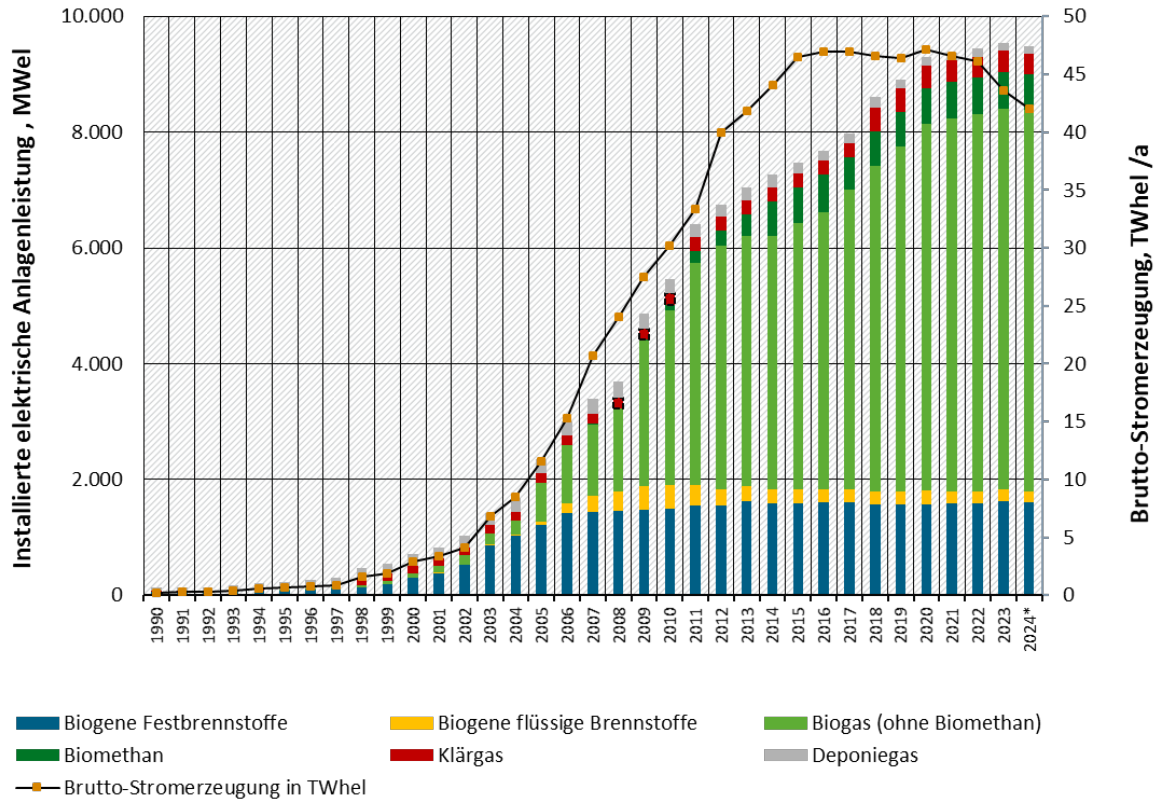
Die Evaluation von Gesetzesvorhaben ist außerdem ein wichtiger Teil des Arbeitsprogramms „Bessere Rechtsetzung der Bundesregierung". Der Staatssekretärsausschuss für bessere Rechtsetzung und Bürokratieabbau hat zuletzt im Jahr 2023 einen Sonderbericht „Bessere Rechtsetzung und Bürokratieabbau in der 20. Legislaturperiode" 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 § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (2023) zum spartenspezifischen Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse, Gülle, Biomethan sowie Klär-, Deponie- und Grubengas" unterstützt das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz hierbei.

Bei dem vorliegenden Dokument handelt es sich um den ersten Zwischenbericht. Es wird darauf hingewiesen, dass die Inhalte im weiteren Verlauf dieses Vorhabens bis zur Erstellung des Abschlussberichts fortlaufend angepasst und überarbeitet werden.

[1] Aktuell EEG 2023

3. Marktentwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung aus Biomasse innerhalb des EEG (AP 1)

Die Biomasseanlagen in Deutschland (einschließlich Biomethananlagen sowie Klär- und Deponiegasanlagen) erzeugten mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von insgesamt rund 9,5 GW Ende 2023 rund 44 TWh Strom (Brutto).[4] Dabei entfallen etwa 70 % der Bruttostromerzeugung auf Biogas einschließlich Biomethan. Gemessen an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stellt Biomasse im Jahr 2023 insgesamt einen Anteil von 16 %; gemessen an der gesamten Bruttostromerzeugung in Deutschland 8 %.



Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 2024. Datenbasis Zeitreihen der AGEE-Stat von 1990 -2023 vgl. [4].
*Prognose für 2024 nach Abschätzung DBFZ.

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)

Aufgrund der geänderten gesetzlichen Rahmenbedingungen wurden seit 2012 vergleichsweise wenige Biomasseanlagen neu zugebaut. Daher stagniert die Strom- und Wärmeerzeugung auf dem Niveau der Vorjahre. Ein 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)

Der Anlagenbestand an Biomasseanlagen insgesamt in Deutschland umfasst rd. 9,5 GW Anlagenleistung. Die regionale Verteilung der Stromeinspeisung ins Netz auf der Basis der Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten zeigt Abbildung 3-2.

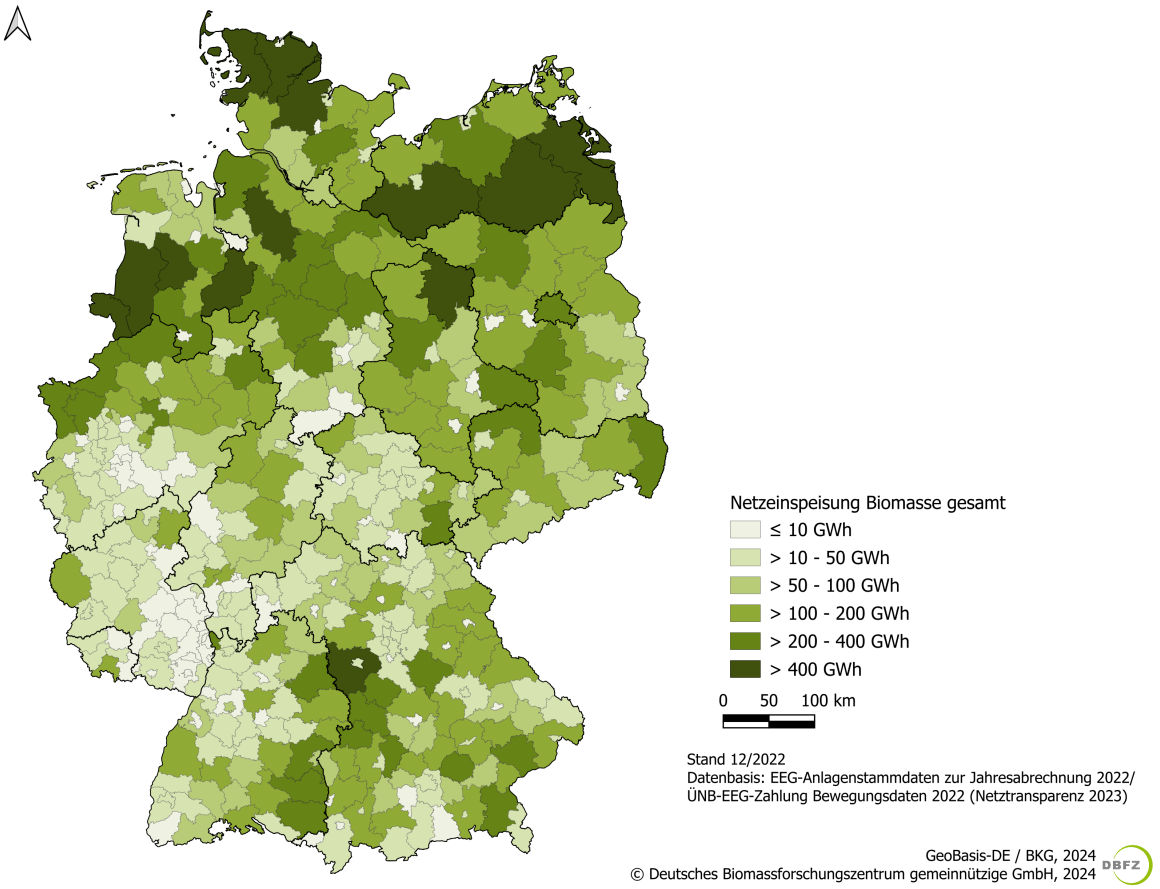


Abbildung 3-2: Stromeinspeisung in GWh der Biomasseanlagen insgesamt für das Bezugsjahr 2022 (Datenbasis: EEG Jahresabrechnungsdaten 2023 [5]).

Die Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Zeitreihen 2018 bis 2022 für den aktiven Anlagenbestand der Biomasse insgesamt zeigt Tabelle 3-1. Die Entwicklungen der Anlagenzahl, installierten Anlagenleistungen und Netzeinspeisung nach Art der Biomasse für die Zeitreihe 2018 – 2023 ist im Anhang Abschnitt 10.1 im Überblick gelistet.

Tabelle 3-1: Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten zur Anlagenanzahl, installierten elektrischen Leistung und Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) aus Biomasse (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023

Bezugsjahr (Abrechnungsjahr)	Anzahl EEG-Anlagen (Bewegungsdaten), n	Installierte elektrische Anlagenleistung, MWel	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungs-anspruch, GWh
2018	13.914	7.398	40.480
2019	14.180	7.883	40.152
2020	14.263	8.306	40.948
2021	13.878	8.377	40.016
2022	13.855	8.273	38.093
2023*	13.786	8.464	36.676

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 10/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG Jahresabrechnungen (Bezugsjahre 2018 bis 2023) [6]; 2023* als vorläufige Auswertung der EEG-Jahresabrechnung 9/2024 für das Bezugsjahr 2023.

Demnach wurden für das Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr rd. 1,9 TWh niedrigere EEG-Strommengen für Biomasse ausgewiesen. Der Großteil des Rückganges geht mit rd. 1,07 TWh auf feste Biomasseanlagen und mit 0,378 TWh auf Biomethan zurück; die restlichen Strommengen verteilen sich auf die übrigen Bioenergieträger. Bei den Anlagen der Festen Biomasse ist ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung zu beobachten. Dieser Trend setzt sich auch für 2023 fort.

Bei Biomethan gab es in 2022 aufgrund der Energiekrise eine hohe Biomethanmarktnachfrage und Marktverwerfungen. Teilweise wurde Biomethan auch in den fossilen Erdgasanwendungen verkauft, so dass aufgrund der großen Nachfrage vermutlich nicht alle Biomethan-BHKW mit Biomethan bedient werden konnten.

Die finanziell geförderten Strommengen werden in den Mengentestaten der ÜNB nach Strommengen mit Einspeisevergütung (Festvergütung), Strommengen im Marktprämienmodell und Strommengen in der sonstigen Direktvermarktung ausgewiesen. Im Jahr 2023 wurde der Großteil der Strommengen nach dem Marktprämienmodell (Direktvermarktung) vergütet, während nur noch rund 5 % der Strommengen der Einspeisevergütung (Festvergütung) und etwa 6 % der Strommengen der sonstige Direktvermarktung zugeordnet werden konnten. Der Vergleich der Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungen mit den Vorjahren zeigt, dass der Anteil der Festvergütung jährlich abnimmt, wohingegen der Anteil der sonstigen Direktvermarktung auf geringem Niveau steigt (vgl. Tabelle 3-2).

Ein Großteil der Netzeinspeisung aus sonstiger Direktvermarktung entfällt dabei auf Anlagen der Festen Biomasse (vgl. Anhang 10.4).

Tabelle 3-2: EEG-Jahresabrechnungen Biomasse 2018 – 2023 nach Art der finanziell geförderten Strommengen (Einspeisevergütung, Marktprämienmodell, sonstige Direktvermarktung) und jeweiliger %-Anteil bezogen auf die Strommengen

Bezugsjahr (Abrechnungsjahr)	Strommengen mit Einspeisevergütung, GWh	Strommengen im Marktprämienmodell, GWh	Strommengen in sonstiger Direktvermarktung, GWh	Strommengen gesamt, GWh	%-Anteil "Einspeisevergütung"	%-Anteil "Marktprämienmodell"	% -Anteil "sonstige Direktvermarktung"
2018	7.670	32.809	1	40.480	18,9%	81,1%	0,0%
2019	6.860	33.292	1	40.152	17,1%	82,9%	0,0%
2020	6.293	34.650	5	40.948	15,4%	84,6%	0,0%
2021	5.576	33.858	582	40.016	13,9%	84,6%	1,5%
2022	3.876	32.740	1.478	38.093	10,2%	85,9%	3,9%
2023*	1.817	32.667	2.191	36.676	5,0%	89,1%	6,0%

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 10/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnungen 2018 – 2023 der ÜNB [6], 2023* als vorläufige Auswertung der EEG-Jahresabrechnung 9/2024 für das Bezugsjahr 2023.

Die Auswertungen des Anlagenbestandes nach Art der Bioenergieträger für das Jahr 2023 zeigt Tabelle 3-3. Die Darstellungen zur Anlagenzahl und zur installierten Anlagenleistung beziehen sich auf die EEG-Anlage (gem. EEG, Einheiten nach MaStR) 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, wird hinsichtlich der Anlagenzahl der EEG-Anlagen (Anlagenschlüssel) nach Stammdaten und Bewegungsdaten differenziert (vgl. Tabelle 3-3).

Tabelle 3-3: Auswertungen der EEG-Daten nach Art der Biomasse mit Angabe der Anzahl der EEG-Anlagen, installierte elektrische Anlagenleistung und Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch für das Bezugsjahr 2023

Art der Biomasse-Anlagen	Installierte elektrische Leistung, MW	Anzahl von EEG-Anlagenschlüssel (Stammdaten), n	Anzahl von EEG-Anlagenschlüssel (Bewegungsdaten), n	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch, GWh	Bemessungsleistung, MWel (berechnet)
Biogas-EEG-Anlagen	6.191	11.612	11.481	27.658	3.157
Biomethan-EEG-Anlagen	600	1.107	1.090	2.141	244
Feste Biomasse-EEG-Anlagen	1.589	742	719	6.809	777
PÖL-EEG-Anlagen	85	542	496	67	8
Gesamt	**8.464**	**14.003**	**13.786**	**36.676**	**4.187**

Quelle: DBFZ, 10/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [7] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [8], Bezugsjahr 2023, als vorläufige Auswertung der EEG-Jahresabrechnung 9/2024 für das Bezugsjahr 2023.

Der Großteil der Biomasseanlagen wird im KWK-Betrieb gefahren, d. h. parallel zur Stromerzeugung wird Wärme erzeugt. Je nach Art der Biomasseanlage unterscheidet sich die Höhe der KWK-Netzeinspeisung im Vergleich zur gesamten Stromeinspeisung und somit der KWK-Anteil der Anlagen. Die Auswertungen zum KWK-Anteil der Biomasseanlagen nach Art der Bioenergieträger auf Basis der EEG-Jahresabrechnungsdaten für das Jahr 2022 ist in Tabelle 3-4 ausgewiesen.

Tabelle 3-4: Auswertungen der EEG-Daten nach Art der Biomasse mit Angabe des KWK-Anteils, der Anzahl EEG-Anlagen und KWK-Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch für das Bezugsjahr 2022

Art der Biomasse-Anlagen	KWK-Anteil (Mittelwert), %	Anzahl von EEG-Anlagen-schlüssel (Bewegungsdaten), n	KWK-Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungs-anspruch, GWh	Netz-einspeisung EEG-Anlagen insgesamt, GWh	Anteil KWK-Netzeinspeisung an Gesamt-Netzeinspeisung, %
Biogas-EEG-Anlagen	59,9	8.651	15.158	28.086	53,9
Biomethan-EEG-Anlagen	93,0	389	739	2.543	29,0
Feste Biomasse-EEG-Anlagen	80,5	360	1.810	7.373	24,5
PÖL-EEG-Anlagen	78,7	432	85	92	92,3
Gesamt	**62,8**	**9.832**	**17.792**	**38.093**	**46,7**

Quelle: DBFZ, 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten bzgl. der Volllaststunden nach Art der Biomasseanlage sowie separat für Biogasanlagen (BGA) mit Flexprämie und Flexzuschlag hinsichtlich der Volllaststunden sind im Anhang 10.5 aufgeführt.

Die Entwicklung der Inbetriebnahme nach Art der Biomasse ist im Anhang (Abschnitt 10.1) differenziert dargestellt. Außerbetriebnahmen der Biomasseanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung und EEG-Anlagenzahl nach IBN-Jahr sind im Anhang 10.3 (vgl. Tabelle 10-5) gelistet.

Mit Blick auf die aktuellen Rahmenbedingungen zeichnet sich ein verhaltener Ausbau an Biomasseanlagen ab. Mit Ende der 20-jährigen EEG-Förderung wird nur ein Teil der Anlagen in die Anschlussförderung wechseln.

Biomasseeinsatz

Landwirtschaftliche Biogasanlagen dominieren den Biogasanlagenbestand in Deutschland und machen mehr als 95 % der Biogasproduktionsstandorte aus. Mehrheitlich werden die Anlagen auf Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle und Festmist sowie nachwachsender Rohstoffe betrieben. Daneben sind rund 270 Vergärungsanlagen in Betrieb, in denen organische Abfälle, mit unterschiedlichen Anteilen am Gesamtinput, zur Biogasproduktion eingesetzt werden. Daten zum Substratinput in Biogasanlagen werden jährlich im Rahmen der Befragung von Anlagenbetreibenden durch das DBFZ erhoben. Basierend auf den Ergebnissen wird die Verteilung des Substratinputs zur Biogasproduktion und eine Hochrechnung der eingesetzten Gesamtmengen abgeleitet.

Tabelle 3-5 zeigt die Verteilung des Substratinputs in Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung für das Betriebsjahr 2023.

Tabelle 3-5: Substratinput in Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in Deutschland 2023, masse- und energiebezogen

Substratkategorie	Massebezogen %	Energiebezogen %
Tierische Exkremente	50,5	18,9
Anbaubiomasse	40,5	67,8
Kommunaler Bioabfall	3,6	4,1
Reststoffe (industriell, gewerblich, landwirtschaftlich)	5,5	9,3

Datenbasis: DBFZ Betreiberbefragung 2024, Bezugsjahr 2023 (n=423)

Für das Betriebsjahr 2021 liegen die abgeleiteten Inputmengen zur Biogaserzeugung (Vor-Ort-Verstromung) bei rund 65 Mio. t FM (Frischmasse) tierische Exkremente, rund 61 Mio. t FM Anbaubiomasse (nachwachsende Rohstoffe) sowie rund 2 bis 3 Mio. t FM kommunaler Bioabfall und 3 bis 4 Mio. t FM organische Reststoffe aus Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft [10]. Biogas und Biomethan werden derzeit weit überwiegend aus Anbaubiomasse erzeugt. Der Trend zur verstärkten Nutzung von Reststoffen ist vorhanden, benötigt aber verlässliche Rahmenbedingungen.

Die Umstellung von konventionellen Energiepflanzen auf alternative Substrate (z.B. Stroh, Zwischenfrüchte, Gras, Gülle, Mist, etc.) bedingt die Verfügbarkeit dieser Substrate und kann sowohl höhere spezifische Substratkosten als auch zusätzliche Investitionen bedeuten. Die stärkere energetische Nutzung alternativer Substrate ist geboten, benötigt jedoch Zeit und kann und muss nicht ausschließlich innerhalb des EEG angereizt werden. Letztlich sind langfristige Perspektiven und harmonisierte Anreizinstrumente für die Planungssicherheit der Marktakteure notwendig. [10]

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 2023, die nachfolgend dargestellt und erläutert werden.

Anlagenbestand und Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen

Aktuell befinden sich in Deutschland Biogasaufbereitungsanlagen von 23 verschiedenen Herstellern in Betrieb. Von diesen Herstellern haben sich mittlerweile rund zehn Hersteller aus dem Geschäftsfeld „Biogasaufbereitung" zurückgezogen, wurden übernommen, oder sind insolvent. Zur Aktualisierung des Datenbestandes wurden 13 Hersteller angefragt – eine Rückmeldung konnte von elf 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 Könnern (2007, Erweiterung 2009), Darmstadt-Wixhausen (2008, Erweiterung 2011), Burgrieden-Laupheim (2008, Erweiterung 2012), Satuelle (2011, 2. Anlage 2013), Zernin (2012, 2013), Badeleben (2013, Erweiterung 2015), Grabsleben (2010, Erweiterung 2019), Hamburg (2011, Erweiterung 2019), Gommern (2017, Erweiterung 2018) und Torgelow (2017, Erweiterung 2023). 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: Aminwäsche und 2012: Membrantrennverfahren oder an denen zwar das gleiche Aufbereitungsverfahren, jedoch von einem anderen Hersteller verwendet wird (Schwedt 2010 und 2011: Aminwäsche). [11–16]

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 Druckwasserwäsche am Standort Osterby nahe Flensburg aus dem Jahr 2011 wurde in 2023 durch eine Aminwäsche ersetzt.

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 täglich bis zu 25.000 kg Bio-LNG für den Schwerlastverkehr sowie jährlich bis zu 18.000 Tonnen flüssiges biogenes CO_2 in Lebensmittelqualität erzeugt wird. [17]

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 31.12.2023 insgesamt 243 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.

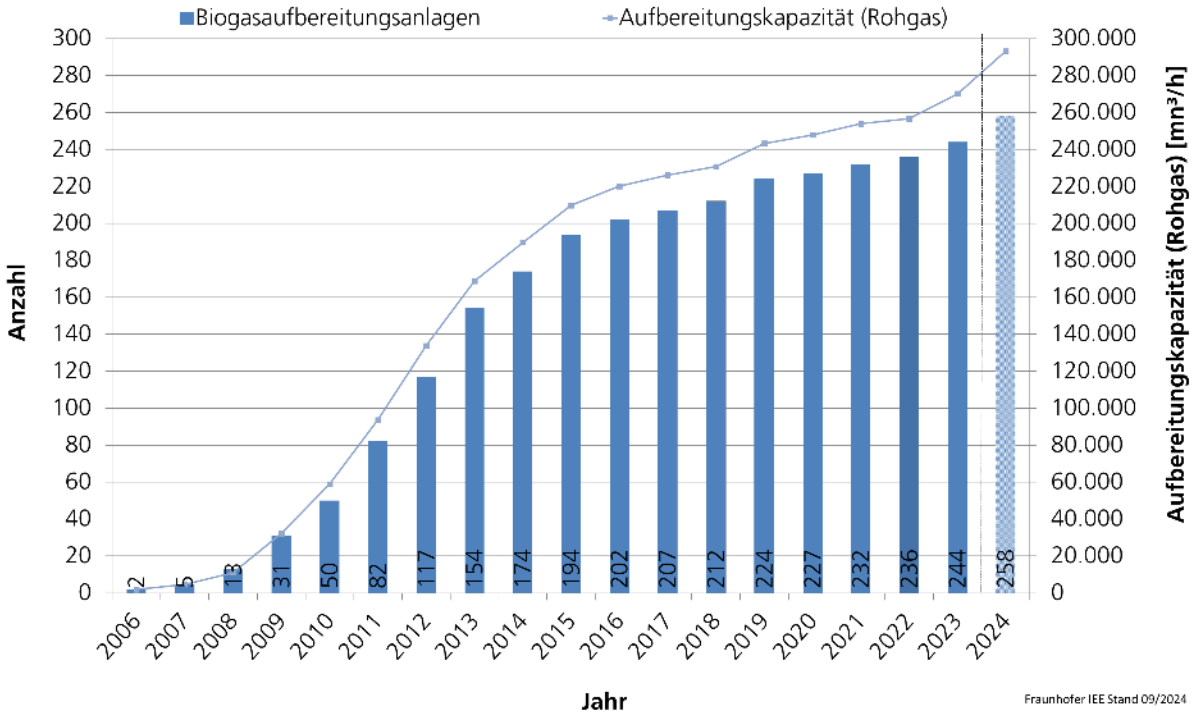


Abbildung 3-3: Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2023 mit einer Abschätzung für 2024 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–14, 16, 18]]

Abbildung 3-3 zeigt die kumulierte Entwicklung der Anzahl und Aufbereitungskapazität (Rohgas) von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 2006 bis 2023 (inklusive einer Abschätzung für 2024) bezogen auf die Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlage. Bis Ende 2023 befanden sich demnach in Deutschland Biogasaufbereitungsanlagen mit einer Aufbereitungskapazität von 270.162 m_n^3/h Rohgas in Betrieb. [16, 18] Bei den Angaben zu Anlagen in Bau und Planung für das Jahr 2024 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 2024 angekündigt. [16]

In Abbildung 3-4 ist der jährliche Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland im Zeitraum 01.01.2006 bis zum 31.12.2023 bezogen auf die Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlagen inklusive einer Abschätzung für 2024 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. Im Jahr 2023 wurden acht Biogasaufbereitungsanlagen in Betrieb genommen und nach bisherigen Herstellerangaben wird für das Jahr 2024 ein Zubau von 15 Anlagen erwartet. [16]

Abbildung 3-5 zeigt den jährlichen Zubau der Biogasaufbereitungskapazität in Deutschland im Zeitraum 01.01.2006 bis zum 31.12.2023 bezogen auf die Inbetriebnahme der Biogasaufbereitungsanlage. Darüber hinaus wird die Aufbereitungskapazität der Anlagen angegeben, die sich nach Rückmeldung der Hersteller für 2024 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 im Jahr 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 und im Jahr 2022 3.500 m_n^3/h. Mit 13.423 m_n^3/h war der Zubau im Jahr 2023 auf einem ähnlichen Niveau wie 2019. Für das Jahr 2024 wird gemäß den Rückmeldungen aus der Herstellerabfrage in Deutschland eine zusätzliche Aufbereitungskapazität von insgesamt 23.145 m_n^3/h erwartet. [16]

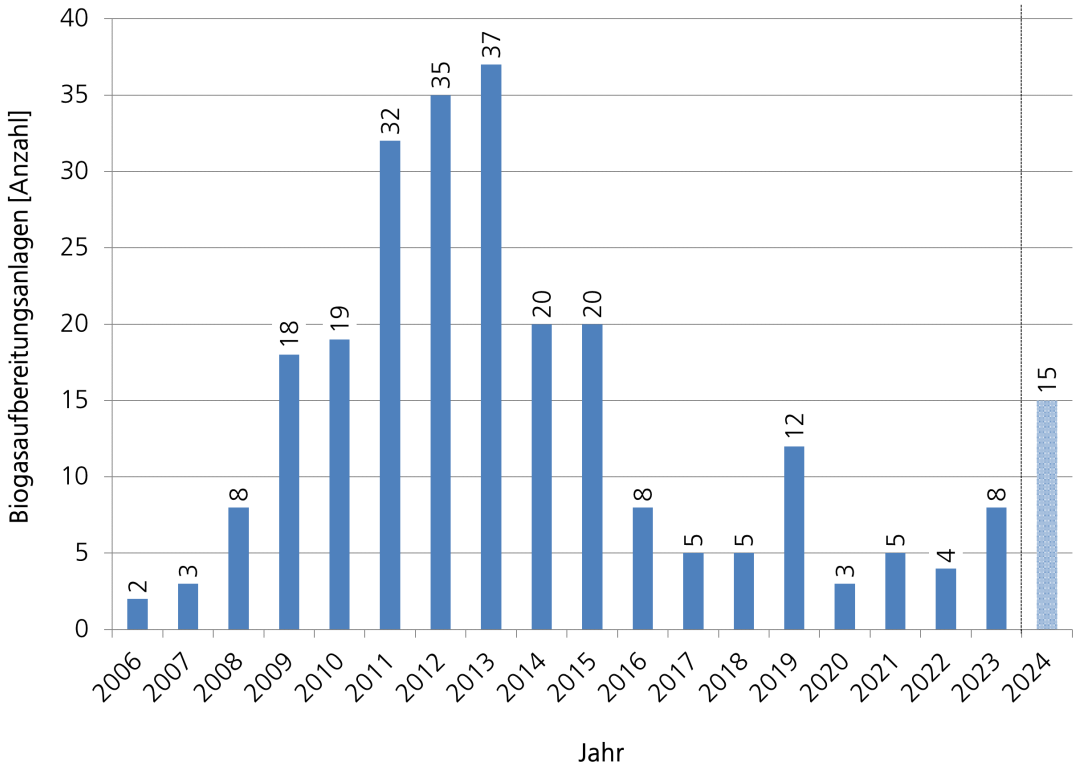


Abbildung 3-4: Jährlicher Zubau an Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2023 mit einer Abschätzung für 2024 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–14, 16, 18]]

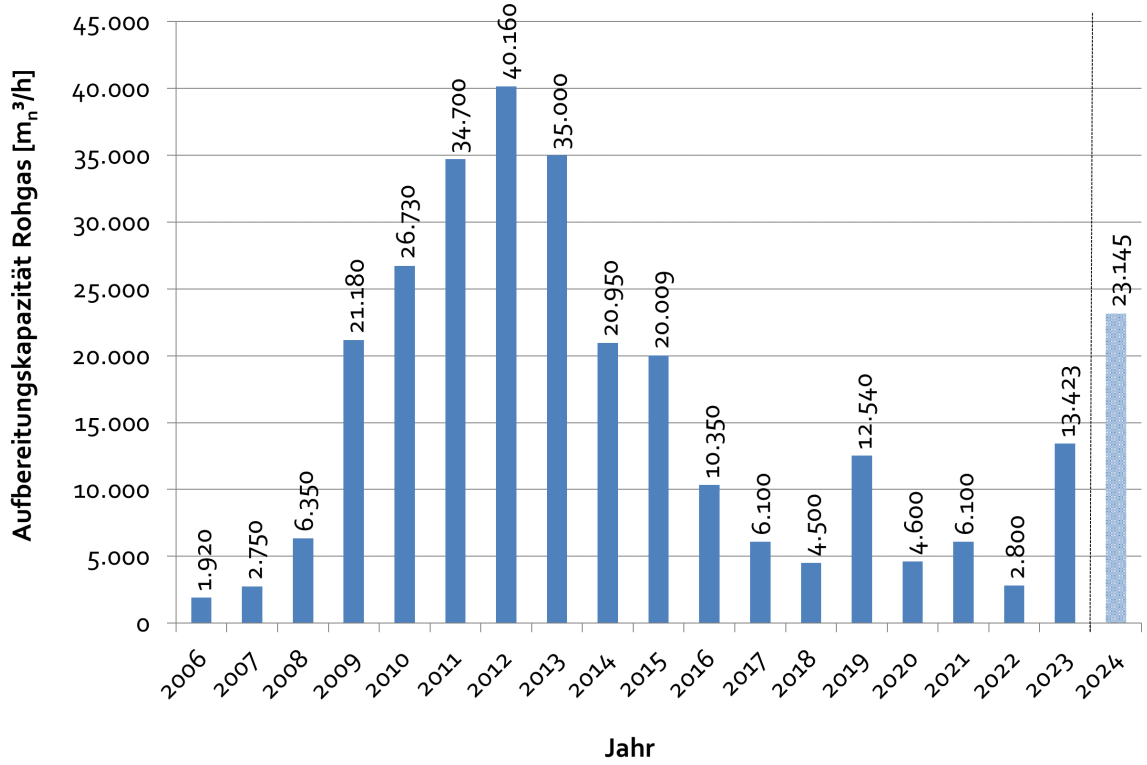


Abbildung 3-5: Jährlicher Kapazitätszubau von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland von 2006 bis 2023 mit einer Abschätzung für 2024 [Eigene Darstellung auf Datenbasis von [11–14, 16, 18]]

Die Abbildung 3-6 zeigt die räumliche Verteilung der Standorte von Biogasaufbereitungsanlagen und deren Rohgaskapazität in Deutschland Ende 2023.

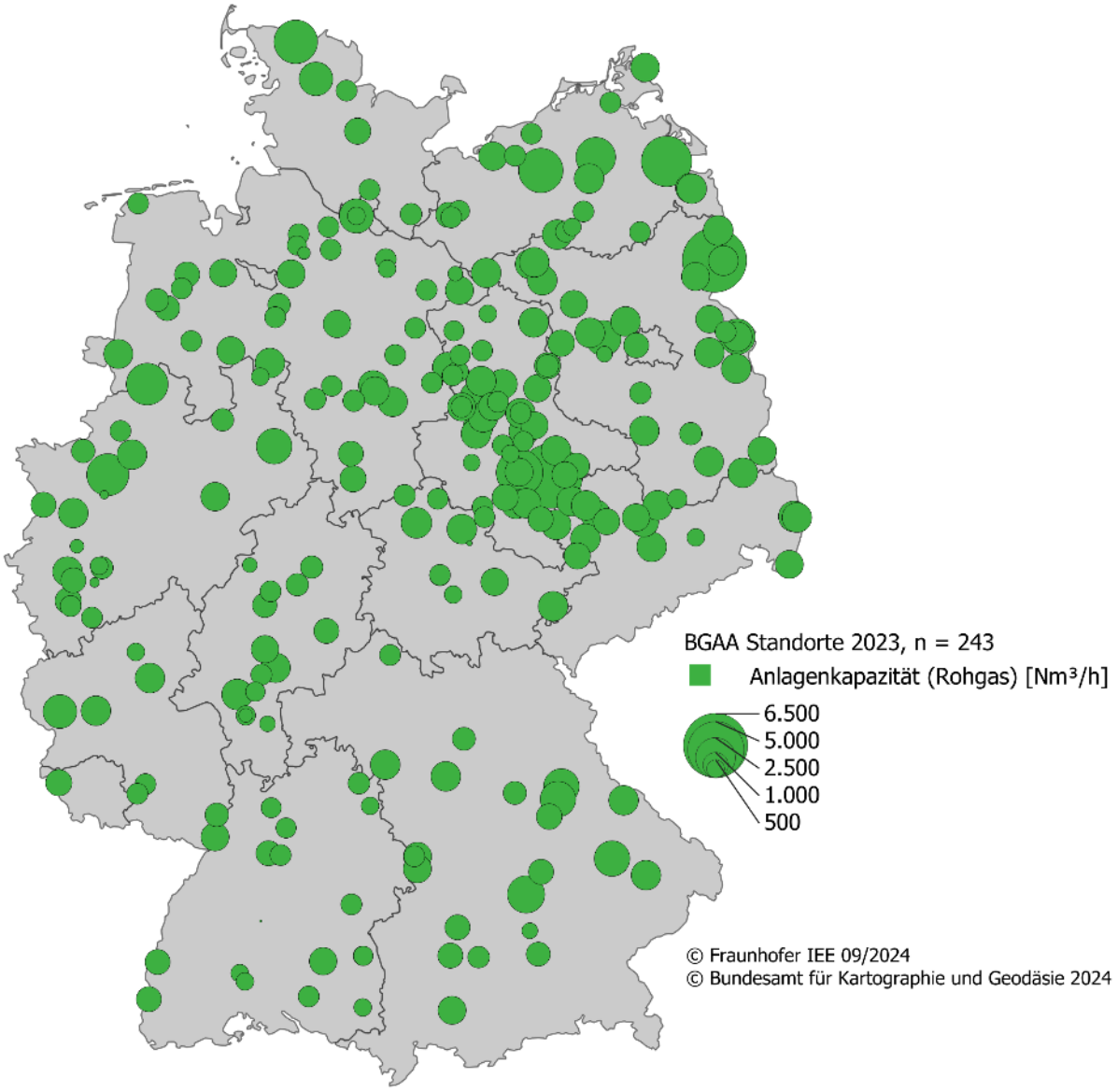


Abbildung 3-6: Räumliche Verteilung und Anlagenkapazität der Biogasaufbereitungsanlagen Ende 2023 in Deutschland [Eigene Darstellung auf Basis von [16, 18]]

3.3. Anlagenbestand Klär-, Deponie- und Grubengasanlagen (AP 1)

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 Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit dem Referenzjahr 2022.

3.3.1. Klärgas: Bestandsentwicklung und Stromproduktion

Insgesamt befanden sich 2019[2] in Deutschland über 9.000 Kläranlagen in Betrieb. In knapp 1.300 dieser Anlagen wurde mittels einer anaeroben Vergärung (Faulung) Klärgas gewonnen. Bei einem Großteil, rund 90 %, der Anlagen mit Klärgasgewinnung wird das Klärgas verstromt. [20]

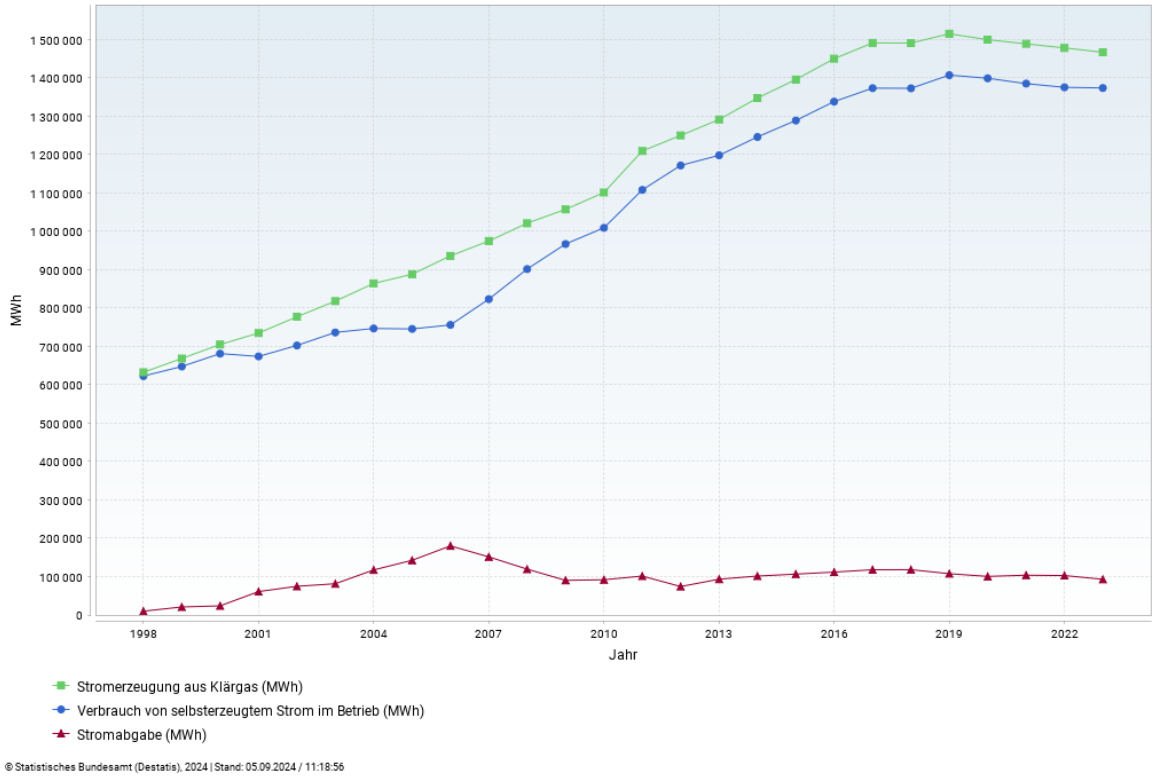


Abbildung 3-7: Zeitreihe der Stromproduktion aus Klärgas in Deutschland, 1998 - 2023; aus [21]

Ende des Jahres 2023 betrug die jährliche Stromerzeugung rund 1,47 TWh. Dieses Niveau war in den letzten Jahren in etwa konstant. Die grüne Kurve in Abbildung 3-7 zeigt die Entwicklung der energetischen Klärgasnutzung seit 1998. Da Kläranlagen ihren Eigenstrombedarf nur zu etwa 50 % mit Klärgas decken können [22], ist es naheliegend, die selbst produzierte elektrische Energie für den eigenen Bedarf zu nutzen. Die blaue Kurve in Abbildung 3-7 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 3-7).

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

[2] Die „Erhebung der öffentlichen Abwasserbehandlung" erfolgt alle drei Jahre. Die aktuellsten Zahlen für das Jahr 2022 werden voraussichtlich Ende Oktober 2024 veröffentlicht [19].

Kläranlagen. Die jährlich in Deutschland in Kläranlagen insgesamt erzeugte Strommenge steigt von 1.250 GWh in 2012 auf 1.467 GWh in 2023 [23]. Demgegenüber sinkt die jährliche EEG-Stromerzeugung von knapp 90 GWh in 2012 auf 56 GWh in 2022. Damit lag der Anteil der EEG-Stromerzeugung aus Klärgas an der gesamten Strom-Jahresarbeit von Klärgas in 2012 bei 7,2 % und sank bis 2022 auf 4,4 %.

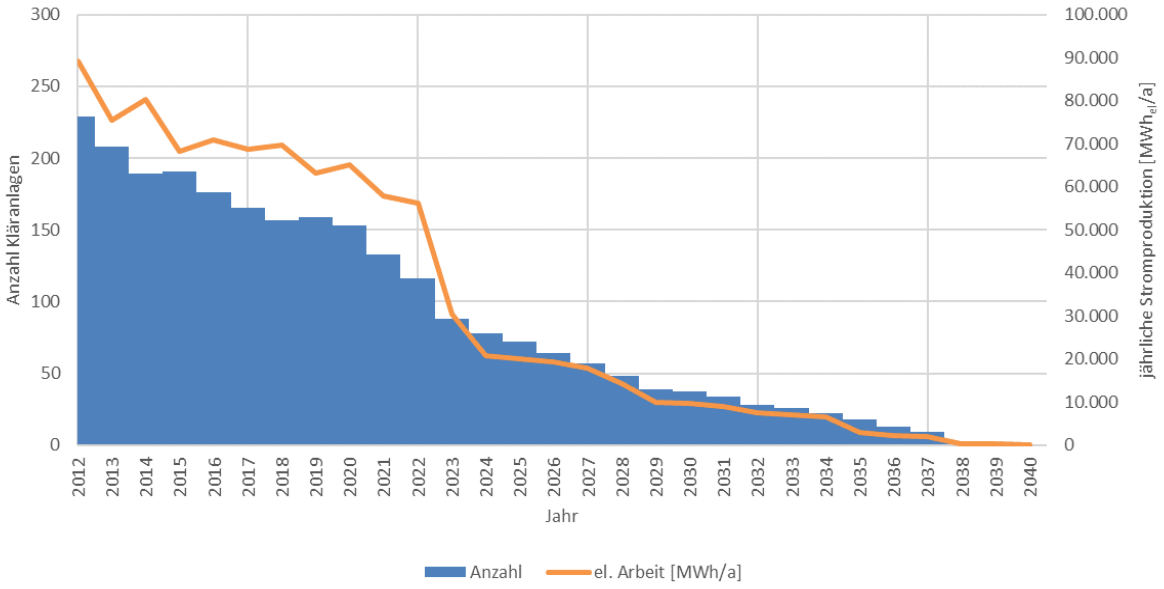


Abbildung 3-8: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [5, 9]

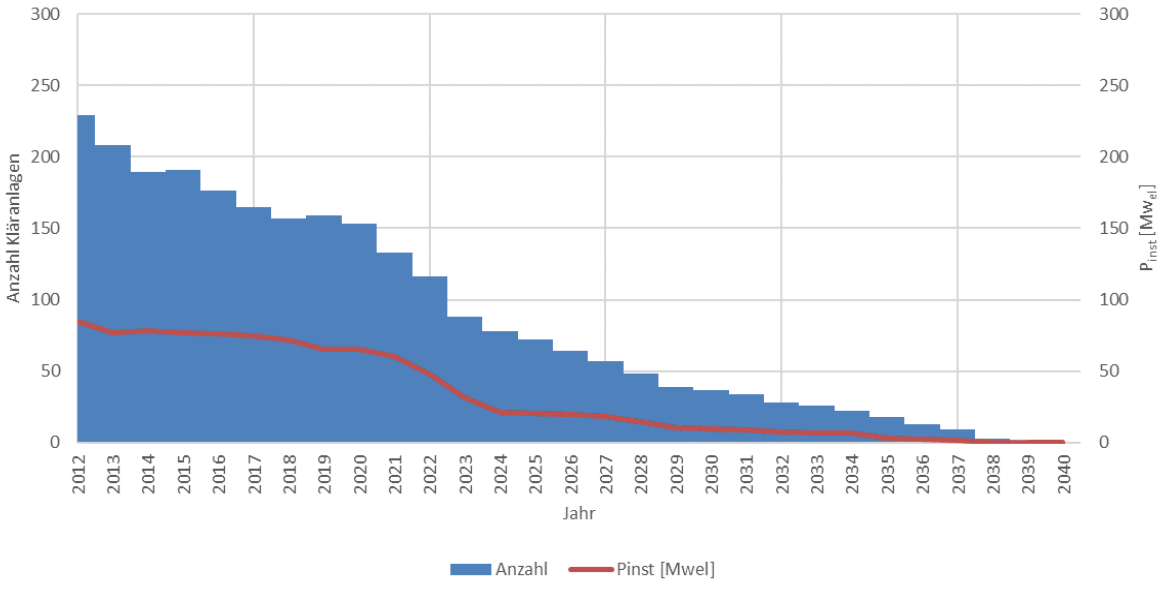


Abbildung 3-9: Anzahl der nach EEG vergüteten Kläranlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [5, 9]

Sowohl die Anzahl als auch die installierte Leistung der Kläranlagen mit EEG-Förderung von 2012 bis 2022 ist rückläufig (Abbildung 3-9). Während in 2012 noch 229 Kläranlagen-Standorte mit einer installierten Leistung von rund 85 MW_{el} Strom nach EEG ins Netz einspeisten, waren es 2022 noch 116 Kläranlagen mit einer installierten Leistung von ca. 48 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 Kläranlagen (BHKW, elektrische Lasten wie Belüftungskompressoren) wird kaum realisiert, da 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. [24–26]

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 [27]. Es kann überschlägig von einer Abnahme von 3 % pro Jahr ausgegangen werden [28].

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.

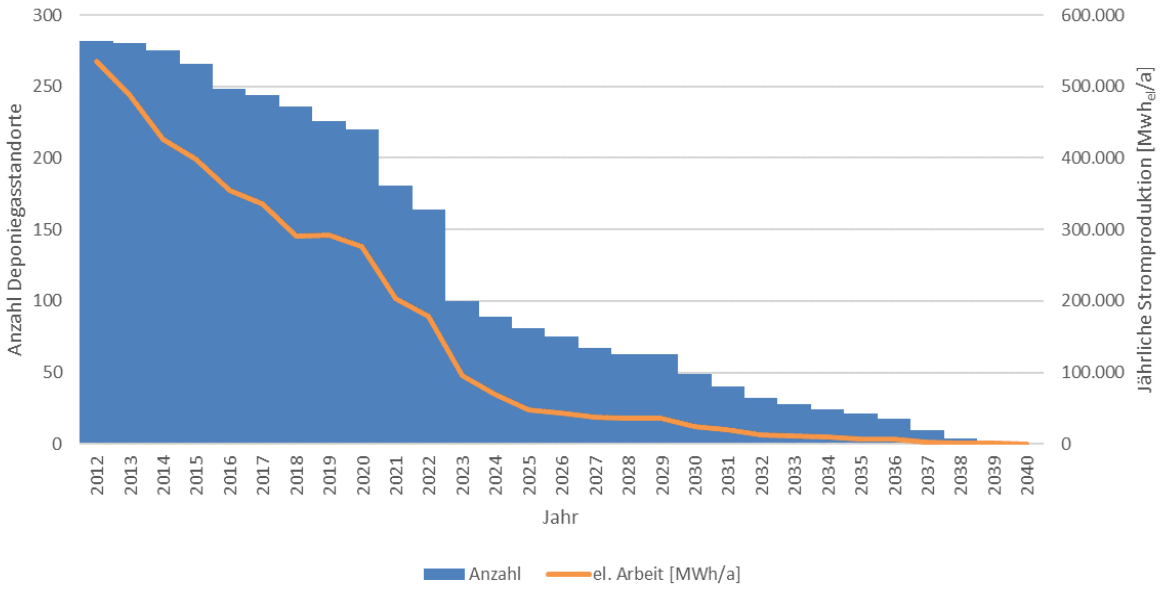


Abbildung 3-10: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29]

Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 zeigen die Entwicklung der Bruttostromerzeugung und der installierten elektrischen Leistung von Deponiegasanlagen in Deutschland von 2012 bis 2022 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 [28]. Seit 2008 ist die installierte elektrische Leistung rückläufig und sinkt bis 2022 auf 95 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 [28]. Nach 2006 sinkt die Bruttosstromproduktion deutlich ab, sodass in 2022 insgesamt noch rund 180 GWh Strom aus Deponiegas erzeugt wurden. [5, 9]

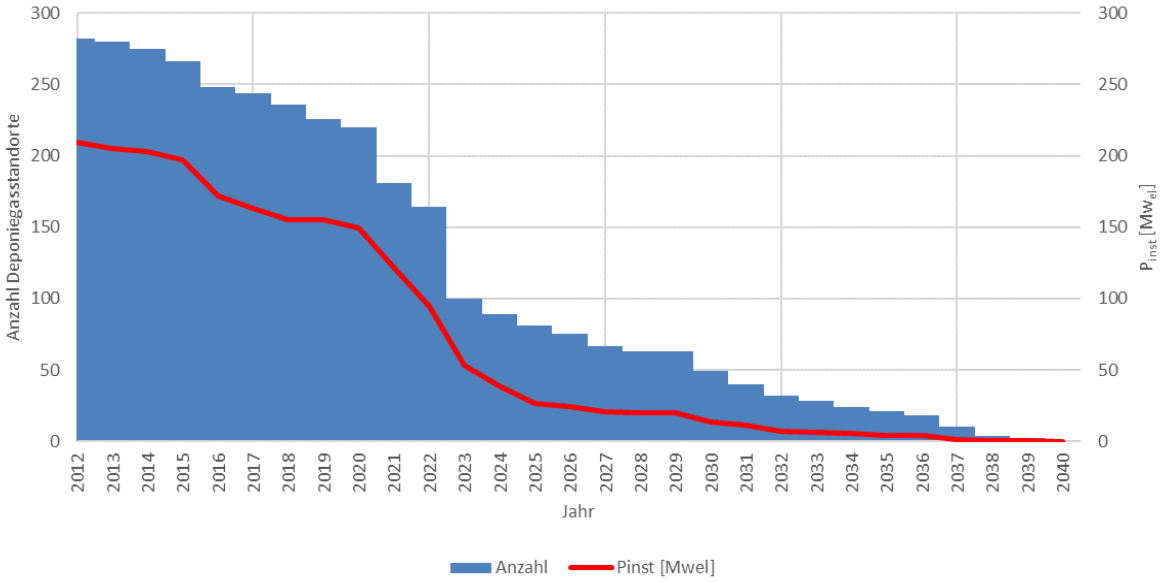


Abbildung 3-11: Anzahl der nach EEG vergüteten Deponiegasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29]

In Abbildung 3-10 und Abbildung 3-11 ist jeweils auch die Anzahl von Deponiegas-Standorten mit EEG-Stromeinspeisung in Deutschland von 2012 bis 2022 mit einer Abschätzung bis 2040 aufgezeigt. Die Entwicklung von Deponiegas-Standorten sinkt von 2012 bis 2022 von 282 auf 164 Standorte.

Es ist zu erwarten, dass im Jahre 2040 die EEG-Förderung für die letzte Deponiegasanlage ausläuft. Auch ohne EEG-Förderung ist zu erwarten, dass diese Anlagen solange technisch möglich (Mindestmethankonzentration für motorische Konversion) weiter betrieben werden, um schädliche Auswirkungen durch Deponiegas an Menschen und Umwelt zu verhindern und Erlöse zu generieren. Die Strommenge wird aber kontinuierlich sinken, da durch das Deponierungsverbot organischer Abfälle und den fortschreitenden Abbau der Organik in den bestehenden Deponien, die freiwerdende Methanmenge kontinuierlich sinkt. 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 [30]. 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 [31].

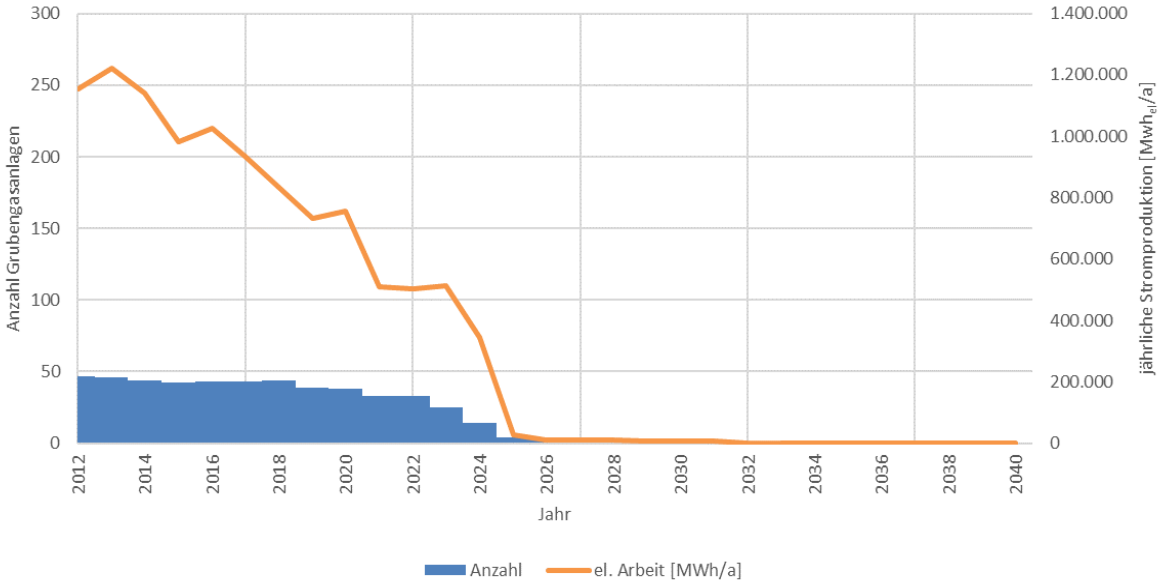


Abbildung 3-12: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende Stromproduktion in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29]

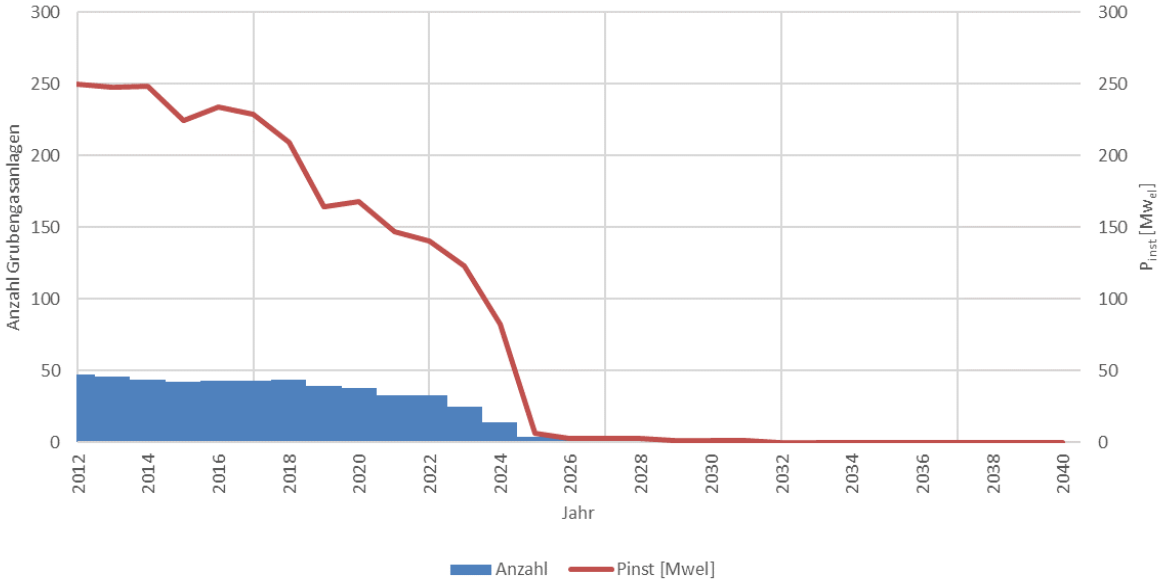


Abbildung 3-13: Anzahl der nach EEG vergüteten Grubengasanlagen und deren korrespondierende elektrische Leistung in den Jahren 2012 – 2022; Entwicklung bis 2040 geschätzt; auf Basis von [29]

Abbildung 3-12 zeigt die Entwicklung der Stromproduktion aus Grubengas, die durch das EEG gefördert wird, für Nordrhein-Westfalen und das Saarland in den Jahren 2012 bis 2022. 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 [28], stieg die Stromerzeugung in 2012 und 2013 wieder leicht auf ca. 1,2 TWh an. Seitdem sinkt die Stromproduktion bis 2022 auf 0,5 TWh_{el}.

Abbildung 3-13 zeigt die Entwicklung der Anzahl und der installierten elektrischen Leistung von Grubengas-Standorten mit Stromeinspeisung nach EEG in Deutschland von 2012 bis 2022 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. 2022 waren an 33 Standorten nur noch Grubengas-BHKW mit einer installierten Leistung von ca. 141 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 Anlagenstandorte von 47 im Jahr 2012 bis auf 33 im Jahr 2022.

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 Strom- und Wärmeerlöse finanzieren können. 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 [32].

3.4. Ausschreibungen

Seit September 2017 führt die Bundesnetzagentur Ausschreibungen zur Ermittlung der Vergütung für Biomasseanlagen durch. Bis einschließlich September 2022 waren alle Ausschreibungsrunden unterzeichnet. Im April 2023 wurden 495 Gebote mit einem Umfang von insgesamt 532.532 kW installierter elektrischer Leistung eingereicht, was die ausgeschriebene Menge in Höhe von 300.000 kW deutlich überstieg. Im Oktober 2023 war die Überzeichnung mit 892 Geboten und einer eingereichten Gebotsmenge in Höhe von 910.238 kW auf ein Ausschreibungsvolumen in Höhe von 287.852 kW noch einmal wesentlich höher. Auch die letzte Ausschreibungsrunde im April 2024 war mit 788 eingereichten Geboten und einer Gebotsmenge in Höhe von 741.936 kW bei einer Ausschreibungsmenge 239.878 kW dreifach überzeichnet. Die eingereichten Gebote stammten fast ausschließlich von Bestandsanlagen, lediglich acht der insgesamt 778 Anlagen waren Neuanlagen. Der höchste Gebotswert für Bestandsanlagen, der einen Zuschlag erhielt, betrug 18,48 ct/kWh und lag damit rund einen Cent unter dem Wert vom April 2023 (19,49 ct/kWh) und auch deutlich unterhalb des zulässigen Höchstwertes für Bestandsanlagen (19,83 ct/kWh).

Die bisherigen Ausschreibungsergebnisse für Biomasse sind in Abbildung 3-14 und Tabelle 3-6 im Überblick dargestellt.

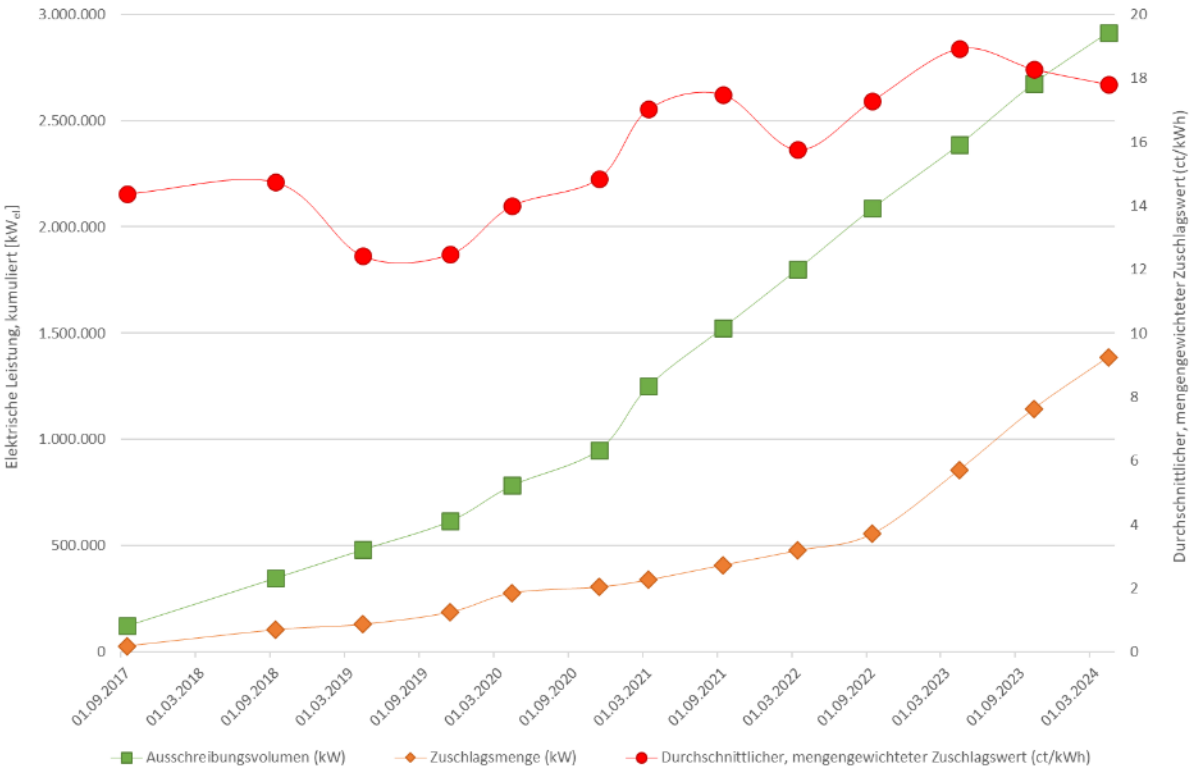


Abbildung 3-14: Verlauf der EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen; ausgeschriebene und bezuschlagte Leistung sowie mittlere Gebotshöhe [Eigene Darstellung auf Basis von [33]]

Tabelle 3-6: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2024 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur [33]

Gebotstermin	Ausschreibungs-volumen (kW)	Gebotsmenge (kW)	Anzahl Gebote	Zuschlagsmenge (kW)	Anzahl Zuschläge	Zuschlagswert Neuanlagen (ct/kWh), gew.	Zuschlagswert Bestandsanlagen (ct/kWh), gew.	Frist Inbetrieb-nahme[3]
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	532.352	495	301.501	271	17,40	19,08	08.06.2026
10/2023	287.852	910.238	892	288.245	270	17,51	18,33	14.12.2026
4/2024	239.878	741.936	788	242.638	263	17,36	17,81	28.06.2027
Gesamt	**2.913.623**	**2.873.496**	**2.767**	**1.387.404**	**1.269**			

Die Differenzierung der Zuschlagsmengen nach Neuanlagen und Bestandsanlagen für die bisherigen Ausschreibungstermine ist in Tabelle 3-7 und Tabelle 3-8 dargestellt.

Tabelle 3-7: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2024 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur – Ergebnisse Bestandsanlagen [33]

Gebots-termin	Zuschlags-menge (kW)	Anzahl Zuschläge	Gebotswerte mit Zuschlag (ct/kWh), Min	Gebotswerte mit Zuschlag (ct/kWh), Max	Zuschlags-wert (ct/kWh), ge-wichtetes Mittel
09/2017	21.417	20	9,9	16,9	14,2
09/2018	47.056	66	10,0	16,7	14,7
04/2019	22.562	17	9,5	16,6	12,1
11/2019	55.575	49	9,4	16,6	12,4
04/2020	47.330	33	10,3	16,4	13,6
11/2020	8.907	17	9,5	16,4	15,8
03/2021	21.666	33	12,0	18,3	18,1
09/2021	49.002	66	12,0	18,2	18,1
03/2022	53.741	51	12,2	18,0	15,7
09/2022	59.224	62	15,6	18,0	17,8
04/2023	272.708	264	13,6	19,5	19,1
10/2023	273.508	262	11,6	19,0	18,3
04/2024	234.043	257	15,0	18,5	17,8

Tabelle 3-8: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2024 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur – Ergebnisse Neuanlagen [33]

Gebots-termin	Zuschlags-menge (kW)	Anzahl Zuschläge	Gebotswerte mit Zuschlag (ct/kWh), Min	Gebotswerte mit Zuschlag (ct/kWh), Max	Zuschlags-wert (ct/kWh), ge-wichtetes Mittel
09/2017	6.134	4	14,8	14,9	14,8
09/2018	29.481	13	14,5	14,7	14,7
04/2019	2.966	2	14,5	14,6	14,6
11/2019	1.150	1	14,6	14,6	14,6
04/2020	43.126	5	14,4	14,4	14,4
11/2020	19.400	2	14,4	14,4	14,4
03/2021	12.204	5	12,4	16,0	15,1
09/2021	20.550	7	15,0	16,4	16,1
03/2022	14.560	5	14,3	16,2	15,8
09/2022	18.969	7	14,2	15,9	15,5
04/2023	28.793	7	14,2	17,7	17,4
10/2023	14.737	8	16,1	17,7	17,5
04/2024	8.595	6	14,2	18,5	17,4

[3] Fristen für Gebote, die zum Zuschlagstermin bezuschlagt wurden; für nachträglich bezuschlagte Gebote oder bei Fristverlängerungen können abweichende Fristen gelten.

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 in Summe 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.

In den Ausschreibungsrunden für Biomethan im April und September 2023 sowie im April 2024 wurden keine Angebote eingereicht. Zum Gebotstermin 1. September 2024 wurde ein Gebot mit einer Leistung von 2.000 kW eingereicht, welches vom Verfahren ausgeschlossen werden musste. [34]

4. Szenarien der Anlagenentwicklung (AP2)

Die Entwicklung des Anlagenbestandes nach Art der Biomasseanlage bis 2022 ist in Anhang Abschnitt 10.2 mit Angabe der Inbetriebnahmejahre (IBN-Jahre) und Anlagenleistungen tabellarisch aufgeführt.

Wird unterstellt, dass für Biomasseanlagen die EEG-Förderungen nach 20 Jahren IBN endet, ergeben sich die in Tabelle 4-1 dargestellten Anlagenleistungen der Biomasseanlagen, die in den kommenden Jahren ihre 20 Jahre EEG-Förderung erreicht haben. Der mögliche „Auslauf" der Biomasseanlagen aus dem EEG ist dabei sowohl für Biomasse insgesamt als auch differenziert nach Art der Biomasse aufgeführt. Real können die Anlagen auch früher aus dem EEG ausscheiden, oder durch erfolgreiche Teilnahme an den Biomasseausschreibungen eine Anschlussfinanzierung erhalten.

Tabelle 4-1: Mögliche Auslauf der Biomasseanlagen unter Berücksichtigung eines Endes der EEG-Förderung bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung in MW_{el} (Zeitraum 2025 – 2036)

keine EEG-Förderung ab Jahr	Biomasse-anlagen im EEG (gesamt)	Biogas (NawaRo/ Gülle inkl. Gülle-klein-anlagen)	Biogas - Bioabfall	Biomethan-EEG-Anlagen	Flüssige Biomasse (PÖL)	Feste Biomasse (gesamt)
2025	590	259	17	5	1	308
2026	787	667	11	8	19	82
2027	1012	823	14	20	30	125
2028	767	620	22	16	35	74
2029	459	356	9	11	20	63
2030	574	451	2	31	0	90
2031	884	819	5	34	1	25
2032	1398	1299	6	71	0	22
2033	326	119	18	141	0	48
2034	298	127	3	139	0	29
2035	232	87	8	98	0	39
2036	15	10	0	4	0	2

Darstellung: eigene Auswertungen DBFZ, Stand 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

Die summierten installierte Anlagenleistungen der Biomasseanlagen (Biomasse insgesamt und differenziert nach Art der Biomasse) für 3 verschiedene Förderzeiträume sind zusammenfassend in Tabelle 4-2 abgebildet.

Tabelle 4-2: Auslauf der Biomasseanlagen unter Berücksichtigung eines Endes der EEG-Förderung bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung in MW_{el} summiert für 3 Zeiträume (2025 bis 2028, 2025 bis 2030 sowie 2025 bis 2032)

Zeitraum für Anlagenleistungen mit Ende der EEG-Förderung nach 20 Jahren IBN	Biomasse gesamt	Biogas (NawaRo/ Gülle)	Biogas (Bioabfall)	Biomethan	Pflanzenöl (PÖL)	Feste Biomasse
2025 bis Ende 2028 (4 Jahre)	3.156	2.369	64	49	85	589
2025 bis Ende 2030 (6 Jahre)	4.189	3.176	75	91	105	742
2025 bis Ende 2032 (8 Jahre)	6.471	5.294	86	196	106	789

Darstellung: eigene Auswertungen DBFZ, Stand 11/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

Eine Aktualisierung der im Vorgängervorhaben durchgeführten Ausbau-Szenarien mit dem Python-gestütztem Szenarien-Modell wurde im Rahmen des Vorhabens zum gegenwärtigen Stand noch nicht vorgenommen. Die bisherigen Annahmen zur Fortführung des Anlagenbestandes und die Ergebnisse bzgl. der Anlagenleistungen nach Jahren und Art der Anlagenkonzepte sind für das „Referenzszenario" unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des EEG 2023 im Vorgängervorhaben (vgl. [35]) dargestellt. Im Zuge der absehbaren Änderungen im Förderregime werden die Annahmen für die Anlagenentwicklungen im Projektverlauf erneut überprüft und die Szenarien entsprechend aktualisiert.

5. Flexibilisierung von Biomasseanlagen (AP 3)

5.1. Erhebung Umfang Beanspruchung Flex-Prämie und Flex-Zuschlag

5.1.1. 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 und den Anlagen eine Beteiligung am Regelleistungsmarkt (insbesondere Positive Regelleistung) zu ermöglichen. Es sollte gezielt mehr Strom durch Biogas und Biomethan in Phasen hoher Strompreise produziert werden. Das EEG 2014 (§ 54) sowie das EEG 2017 (§ 50 b) führten den Fördermechanismus der Flexibilitätsprämie für diese Bestandsanlagen fort. Die Bestandsanlagen konnten innerhalb ihrer laufenden Förderperiode zusätzlich die FlexP über 10 Jahre nutzen, wenn sie nachweislich die technischen Anforderungen gutachterlich vorweisen. Der Anspruch beträgt 130 Euro pro Kilowatt der flexibel bereitgestellten zusätzlich installierten Leistung (P_{Zusatz}) und Jahr unter der Voraussetzung, dass wie beschrieben 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 [36]. Die Flexibilitätsprämie fördert die Anlagen in Abhängigkeit ihrer eingebrachten 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 technische Anlagenauslegung vorgegeben sind) – auf Änderung auf den Märkten (Wärmemarkt, Strommarkt, Systemdienstleistungsmarkt aber auch 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 [37]. Seit 2023 gelten für die Anlagen, welche die FlexP seither erstmalig in Anspruch nehmen, auch die im §50 EEG geregelten sog. Qualitätskriterien.

Die Daten der (ÜNB) (Stand 2022 [5, 9]) dienen als Grundlage für die weiteren Analysen. Die Entwicklung der jährlichen Zahlungen für die Flexibilitätsprämie an Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen zeigt Abbildung 5-1. Beginnend mit 0,6 Mio. € im Jahr 2012 und 3,3 Mio. € im Jahr 2013 ist ein kontinuierlicher Anstieg der Zahlungen auf 218 € im Jahr 2021 bzw. 224 Mio. € im Jahr 2022 zu erkennen.

Im Dezember 2022 erhielten annähernd 4.800 Biogas-EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung von etwa 3,8 GW_{el} eine Flexibilitätsprämie (vgl. Tabelle 5-1). Die gemeldete zusätzliche Leistung betrug im Jahr 2022 rund 1,6 GW_{el}. [5, 9]. Im Ergebnis hat die Regelung FlexP eine Biogasanlagenleistung von ca. 1,9 GW in installierte Grundlastleistung (mit ca. 7.700 VLH) auf eine flexibilisierte Leistung von 3,8 GW_{el} (mit 4.270 VLH) angehoben, welche dem Energiesystem entsprechend zur Verfügung steht.

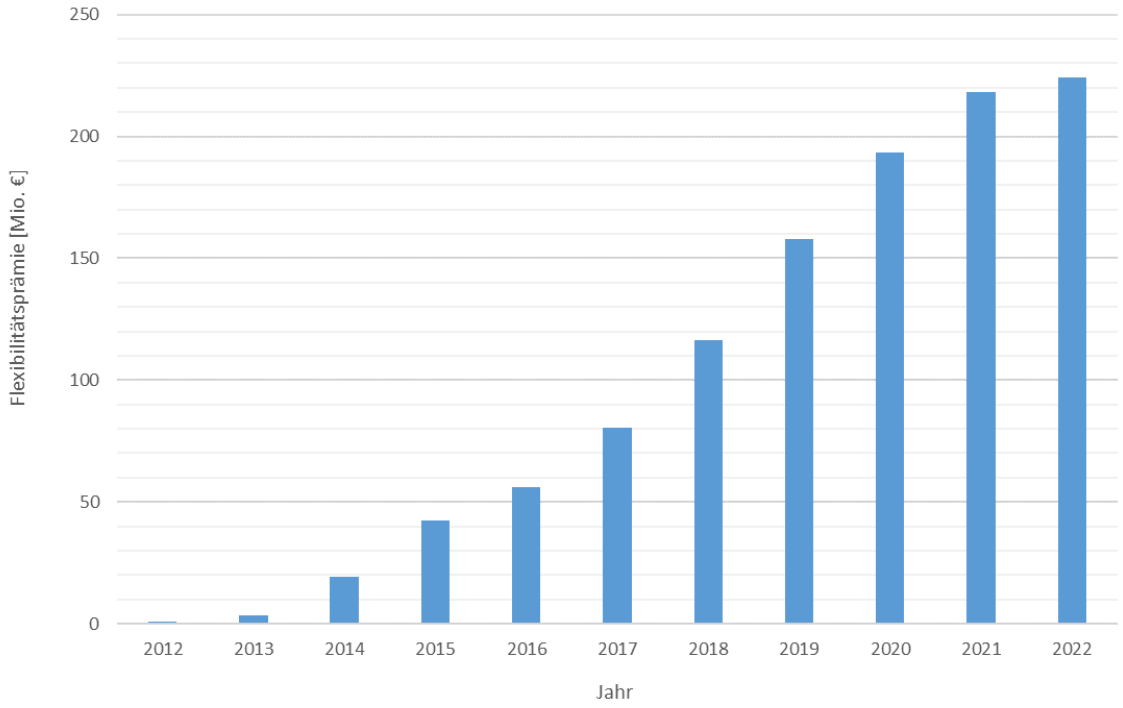


Abbildung 5-1: Entwicklung der jährlichen Zahlungen für die Flexibilitätsprämie (FlexP) an Biogas- und Biomethan-KWK-Anlagen [eigene Darstellung auf Basis von [29]

Die FlexP hat 41 % der Biogasanlagen in die Lage versetzt flexibel betrieben zu werden, bezogen auf die installierte Leistung besitzen ca. 61 % diese Fähigkeit.

Tabelle 5-1: Volllaststunden Biogas-EEG-Anlagen (mit Flexprämie) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760

Leistungsgrößenklasse, kW_{el}	EEG-Anlagenzahl	Volllaststunden (gemittelt)	installierte elektrische Anlagen-leistung, MW_{el}	Bemessungsleistung, MW_{el}	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch, GWh_{el}
≤ 75	31	4.031	1	1	5
76 - 150	44	3.967	5	2	21
151 - 300	769	4.792	184	101	877
301 - 500	918	4.760	374	203	1.762
501 - 750	943	4.623	572	302	2.627
751 - 1.000	809	4.259	701	339	2.958
> 1.000	1.282	3.371	1.961	726	6.296
Gesamt	**4.796**	**4.270**	**3.799**	**1.674**	**14.546**

Quelle: DBFZ, 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

Tabelle 5-2: Volllaststunden Biomethan-EEG-Anlagen (mit Flexprämie) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760

Leistungs-größen-klasse, kW_{el}	EEG-Anla-genzahl	Volllast-stun-den (gemit-telt)	installierte elektrische Anlagen-leis-tung, MW_{el}	Bemessungs-leistung, MW_{el}	Netzeinspei-sung mit EEG-Vergü-tungsan-spruch, GWh_{el}
≤ 75	5	2.568	0,22	0,08	0,66
76 - 150	6	3.720	0,77	0,32	2,84
151 - 300	28	4.375	6,65	3,35	29,30
301 - 500	38	3.341	14,71	5,67	49,64
501 - 750	23	3.860	13,30	5,97	52,28
751 - 1.000	20	3.817	17,64	7,65	66,99
> 1.000	88	3.141	178,79	61,54	539,07
Gesamt	**208**	**4.238**	**232,08**	**84,57**	**740,79**

Quelle: DBFZ, 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

Wie in Tabelle 5-2 dargestellt, erhielten im Jahr 2022 insgesamt 208 Biomethan-BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 232 MW eine Flexibilitätsprämie. Die FlexP hat somit 19 % der Biomethan-BHKW-Anlagen in den flexiblen Betrieb gebracht und bezogen auf die Leistung 37 % in diese Fähigkeit versetzt.

Die Auswertung 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. So beträgt der Anteil der Biogasanlagen, bezogen auf die Anzahl, 96 % und bezogen auf die installierte elektrische Leistung 94 %, während Biomethan-BHKW 4 bzw. 6 % entsprechen. (Stand Dezember 2022 [5, 9].

5.1.2. Inanspruchnahme des Flexibilitätszuschlags

Mit Einführung des EEG 2014 (§ 53) und Fortführung durch das EEG 2017 (§ 50a), das EEG 2021 (§ 50a) sowie durch das EEG 2023 (§ 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 2023). 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 3.942 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) [38]. Die Einnahmen über den Strommarkt bei flexibler Fahrweise stiegen seit 2020 erstmalig seit Bestehen der Regelung 2012. 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 diesem Anreizsystem ausgeschlossen.

Abbildung 5-2 zeigt die mögliche absolute jährliche Förderung bei 65€/kW Flexibilitätszuschlag pro Anlage und Jahr in Abhängigkeit der installierten Leistung und unabhängig von den umgesetzten Volllaststunden, allerdings begrenzt durch das sog. Qualitätskriterium (welches eine nachweisliche flexible Mindestlaufzeit der gesamten Anlagenleistung von 1.000 VLH/a für Biogas und 500 VLH für Biomethan vorschreibt). Die Darstellung in Abbildung 5-2 der absoluten Förderung ist auf 20.000 kW$_{el}$ begrenzt, obwohl das aktuell gültige EEG für Biomethan-Erzeugungsanlagen diese Begrenzung nicht mehr vorsieht.

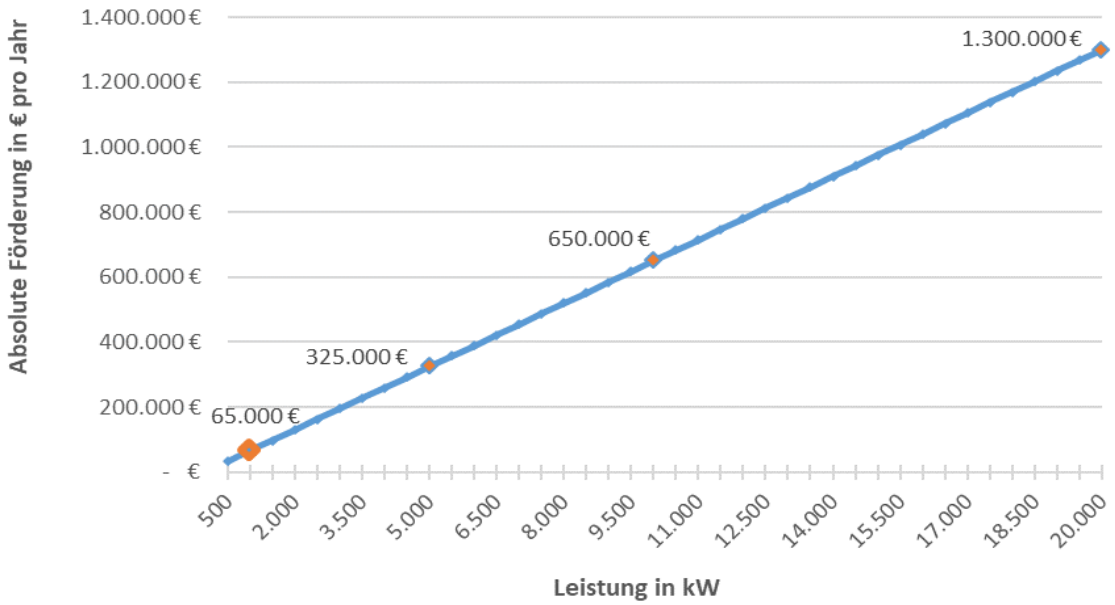


Abbildung 5-2: Absolute Förderung bei 65€/kW Flexibilitätszuschlag pro Anlage und Jahr in Abhängigkeit der installierten Leistung, unabhängig von den umgesetzten Volllaststunden, begrenzt durch das Qualitätskriterium

Anlagen unter 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 2022 gab es Ende 2022 insgesamt 181 Biogas-EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung von zusammen 106,8 MW_{el} sowie 10 Biomethan-BHKW mit einer Leistung von 19,8 MW_{el}, welche den Flexibilitätszuschlag genutzt haben [5, 9] (vgl. Tabelle 5-3 und Tabelle 5-4). Der FlexZ hat 2 % der Biogasanlagen und 1 % der Biomethan-BHKW-Anlagen in die Fähigkeit versetzt, flexibel Strom zu produzieren. Das Fördervolumen liegt demzufolge bei etwa 8,2 Mio. € im Jahr 2022. Die Anzahl der Anlagen je Leistungsklasse ist in Abbildung 5-3 zu sehen.

Tabelle 5-3: Volllaststunden Biogas-EEG-Anlagen (mit Flexzuschlag) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760

Leistungsgrößenklasse, kW_{el}	EEG-Anlagenzahl	Volllast-stunden (gemittelt)	installierte elektrische Anlagen-leistung, MW_{el}	Bemessungsleistung, MW_{el}	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch, GWh_{el}
≤ 75	12	4.253	1	0	3
76 - 150	18	4.123	2	1	8
151 - 300	30	4.220	7	3	29
301 - 500	46	3.716	18	8	64
501 - 750	22	3.973	14	6	53
751 - 1.000	25	3.629	21	9	74
> 1.000	28	2.683	45	14	119
Gesamt	**181**	**3.735**	**107**	**41**	**350**

Quelle: DBFZ, 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

Tabelle 5-4: Volllaststunden Biomethan-EEG-Anlagen (mit Flexzuschlag) + Filter Volllaststunden ≤ 8.760

Leistungsgrößenklasse, kW_{el}	EEG-Anlagenzahl	Volllast-stunden (gemittelt)	installierte elektrische Anlagen-leistung, MW_{el}	Bemessungsleistung, MW_{el}	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch, GWh_{el}
76 – 150	1	3.434	0,15	0,06	0,41
151 – 300	1	6.101	0,28	0,20	1,71
301 – 500	2	3.723	0,86	0,36	3,13
501 – 750	1	6.504	0,72	0,54	4,68
751 - 1.000	0	0	0	0	0
> 1.000	5	1.961	17,75	5,25	46,00
Gesamt	10	**3.714**	**19,76**	**6,40**	**55,94**

Quelle: DBFZ, 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

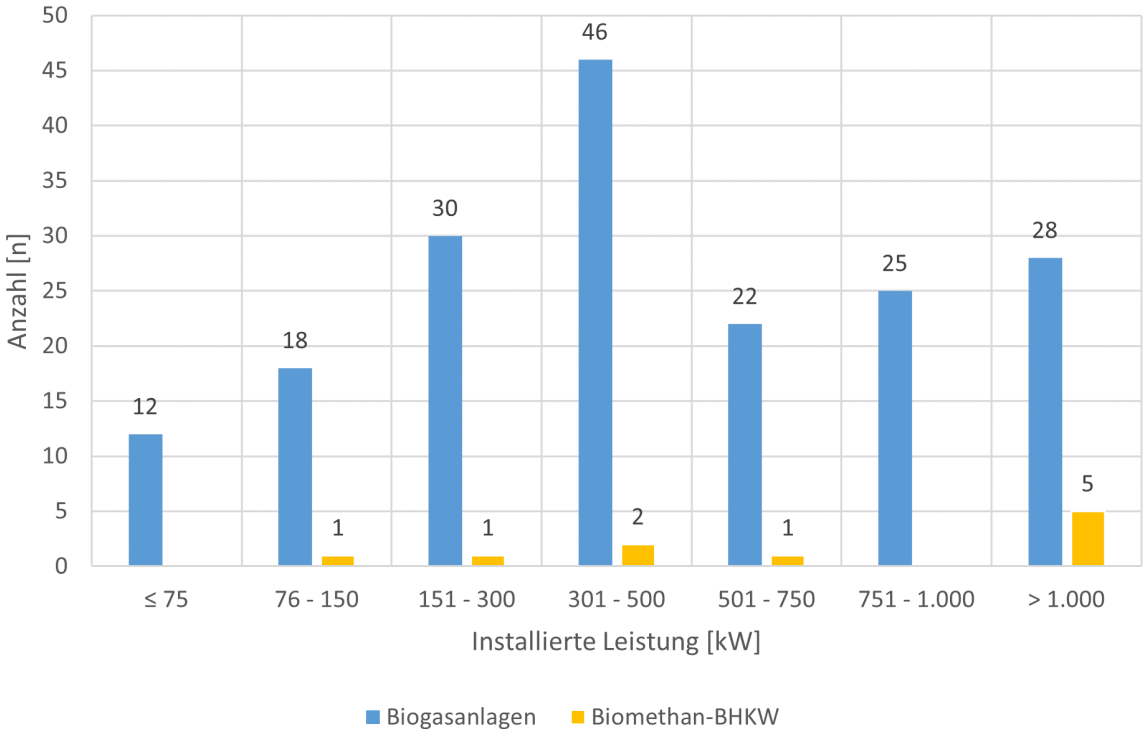


Abbildung 5-3: Anzahl der Biogasanlagen und Biomethan-BHKW je Leistungsklasse mit Bezug des Flexibilitätszuschlags (FlexZ) im Jahr 2022 [eigene Darstellung auf Basis von [5, 9]]

Hinweis: Biogasanlagen, als auch Biomethan-BHKW-Anlagen, welche die FlexP oder den FlexZ beziehen, müssen die Fähigkeit den Strom flexibel herstellen zu können dem Netzbetreiber über ein Gutachten nachweisen. Darüber, inwieweit diese Fähigkeit im täglichen Betrieb genutzt wird, kann allerdings auf Basis der im Kapitel 5.1 vorgestellten Daten keine Aussage getroffen werden.

5.2. Untersuchungen zur tatsächlichen flexiblen Fahrweise der Anlagen

Über die Förderansätze FlexP und FlexZ sind ca. 41 % aller Biogas- und Biomethan-BHKW-Anlagen angereizt worden, Strom flexibel produzieren zu können. Bezogen auf die installierte Leistung der Biogas- und Biomethan-BHKW-Anlagen handelt es sich sogar um 61 %. Ein repräsentatives Lagebild zur tatsächlichen flexiblen Fahrweise (im Vergleich zu der ausgewiesenen Fähigkeit flexibel betrieben werden zu können, wie in Kapitel 5.1 beschrieben) dieser Biomasseanlagen liegt bislang nicht vor. Das größte technisch umsetzbare absolute Flexibilisierungspotential besteht bei den Vor-Ort-Verstromungs-Biogasanlagen. Insbesondere hier gilt es zukünftig ein besseres Lagebild der realen Fahrweise zu erhalten.

Nachstehend findet eine Einordnung verschiedener Datensätze statt.

5.2.1. „SMARD"- Datensatz der BNetzA

Der SMARD-Datensatz der BNetzA beschreibt u.a. die realisierte Stromerzeugung „Biomasse" bis zu einer Viertelstundenauflösung. Nachstehende Grafik stellt dies beispielhaft für die ersten drei Tage im Juli 2024 dar. Hieraus geht hervor, dass innerhalb dieses Beispielzeitraums die niedrigste in einer Viertelstunde realisierte Stromeinspeisung des dem Datensatz zugrundeliegenden Anlagenparks

19 % unter der höchsten lag. D.h. eine flexible Fahrweise des Biomasseanlagenparks lässt sich bereits aus diesem Datensatz deutlich ableiten.

Dennoch handelt es sich hierbei um keinen repräsentativen Datensatz zur Bewertung der tatsächlichen Flexibilisierung von Biogasanlagen, da dieser ausschließlich auf Biomasseanlagen als Summenparameter abstellt. D.h. er beinhaltet auch den Anlagenpark der Biomasseheizkraftwerke (feste Biomasse), welche in Bezug auf den flexiblen Anlagenbetrieb ein gänzlich anderes und deutlich unflexibleres Betriebsverhalten aufweisen als Biogasanlagen.

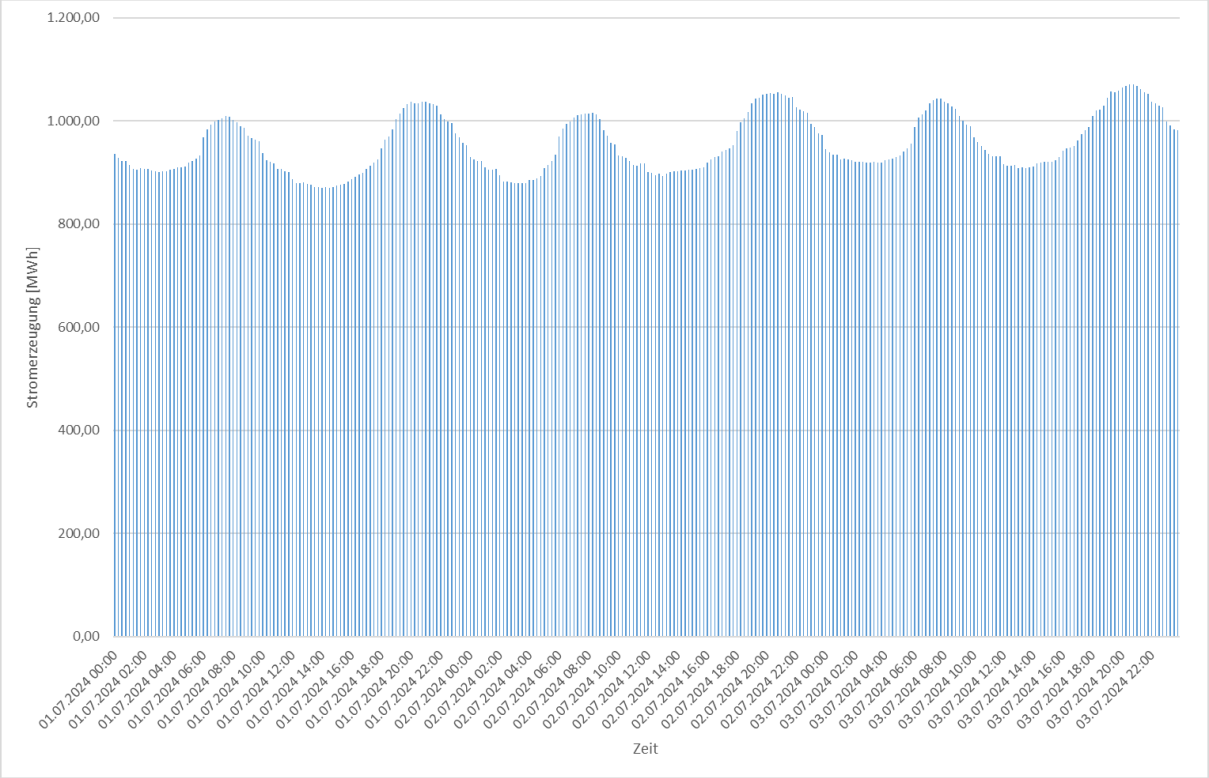


Abbildung 5-4: Realisierte Stromerzeugung für Biomasse gem. SMARD-Datensatz als Viertelstundenwerte im Zeitraum 01.-03.07.2024 [39]

5.2.2. „VisuFlex"- Datensatz der FNR

Ein weiterer Datensatz wird durch das Projekt „VisuFlex" der FNR bereitgestellt. Dieser Datensatz bezieht sich ausschließlich auf die Einspeiseprofile flexibilisierter Biogasanlagen. Gem. Experteninterviews ist davon auszugehen, dass dieser Datensatz überwiegend den Teil des Biogasanlagenbestandes abbildet, welcher bereits in einem hohen Maße flexibel betrieben wird, was mit nachstehender Grafik deutlich belegt wird. Daher ist weiterhin davon auszugehen, dass auch dieser Datensatz nicht repräsentativ in Bezug auf den flexiblen Betrieb des gesamten Biogasanlagenparks ist.

Aus nachstehender Grafik, welche denselben Zeitraum darstellt, wie in obiger „SMARD-Grafik", geht hervor, dass sich im Beispielzeitraum die niedrigste Einspeiseleistung rund 75 % unter der höchsten Einspeiseleistung bewegt.

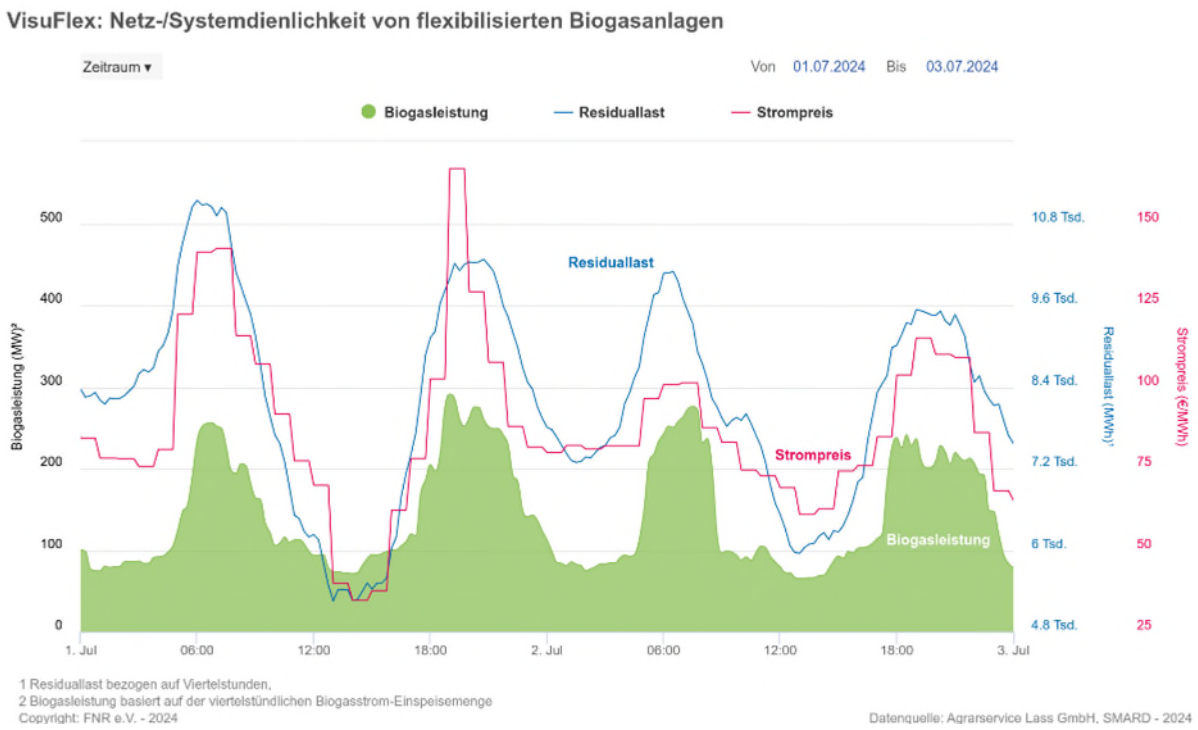
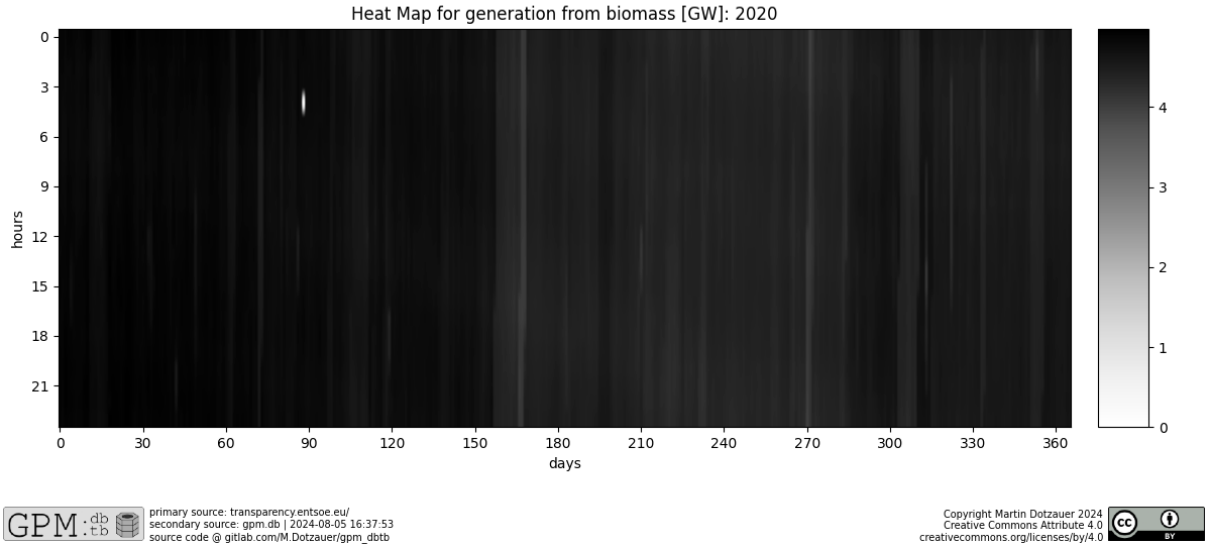


Abbildung 5-5: Gegenüberstellung von Strompreis, Residuallast und der Strom-Einspeisemenge zukunftsweisend flexibilisierter Biogasanlagen [40]

5.2.3. Stromerzeugungsmuster von Biomasseanlagen

Mit der Analyse von Stromerzeugungsmustern von Biomasseanlagen zeigen Auswertungen von [41] Anlagen anhand der Darstellungsform „Heatmap", dass sich Bioenergieanlagen durchaus flexibel verhalten und ggü. 2020 in 2023 bereits Unterschiede in der Fahrweise der Biomasseanlagen zu sehen sind (vgl. Abbildung 5-6). Die Visualisierung aus der „GermanPowerMarket.database.toolbox" von [41] zeigen, dass die Stromproduktion verstärkt im Winterhalbjahr (saisonale Flexibilität) und auch innerhalb der Tage in den Hochpreisphasen am Vormittag und frühen Abend stattfindet. Im Vergleich zwischen 2020 und 2023 sind deutliche Unterschiede zu erkennen (2023 mehr Flexibilität ggü. 2020).



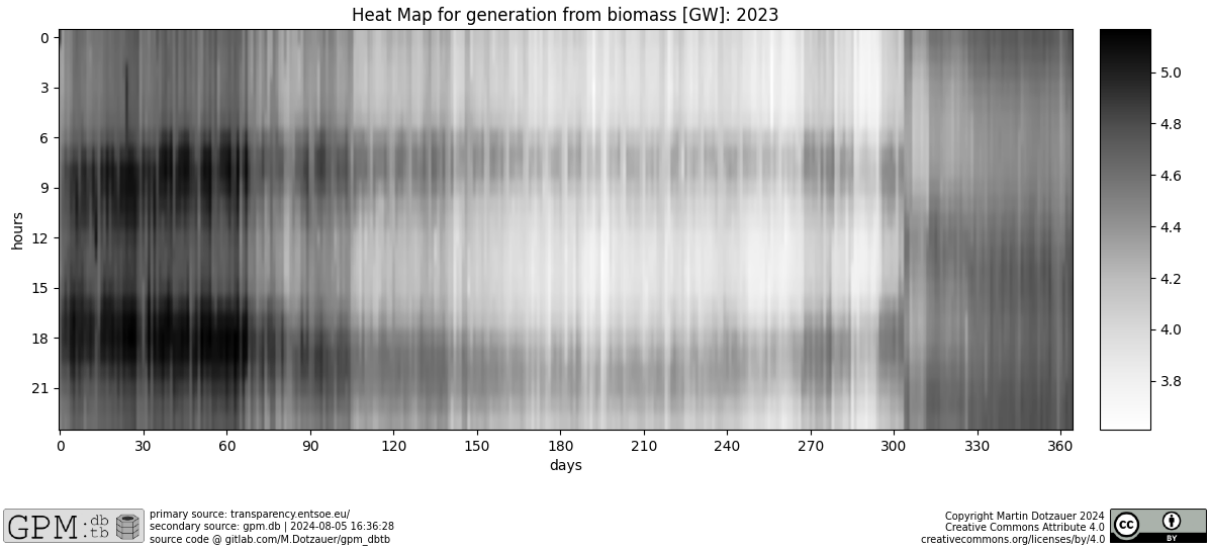


Abbildung 5-6: Auswertungen der Stromerzeugungsmuster von Biomasseanlagen 2020 ggü. 2023, einzelne Tage auf der X-Achse und Stunden für jeden Tag auf der Y-Achse. [41]

5.2.4. Gesamtbewertung

Die tatsächliche flexible Fahrweise des Biogasanlagenparks ist derzeit nicht bekannt. Eine Hochrechnung der Daten von VisuFlex auf den gesamten FlexP und FlexZ beziehenden Anlagenpark wäre sicher eine zu positive Bewertung der tatsächlichen Flexibilität des Biogasanlagenparks. Die Einschätzung stützt sich auf vertrauliche Aussagen von einschlägigen Branchenkennern und eigenen bekannten Fallbeispielen. Allerdings stellt eine Einschätzung der Betriebsweise des Biogasanlagenparks ausschließlich auf Basis des SMARD-Datensatzes ebenfalls nicht die geeignete Grundlage dar. Die reale durchschnittliche Flexibilität des Biogasanlagenparks im Betrieb bewegt sich daher in einem Korridor zwischen der im SMARD-Datensatz und der Hochrechnung der im VisuFlex-Datensatz dargestellten

Flexibilität. Als Fazit kann dennoch postuliert werden, dass die flexible Betriebsweise der Anlagen gesteigert werden kann und auch sollte, um das vorhandene und zunehmend benötigte Potential besser auszunutzen.

5.3. Identifizierung von Hemmnissen zur realen Steigerung der flexiblen Fahrweise von Anlagen

5.3.1. Biogasanlagen (Vor-Ort-Verstromung)

Biogasanlagen werden seit dem EEG 2012 angereizt, die Stromproduktion (und damit auch die Wärmeproduktion) flexibler zu gestalten und sich stärker an den verschiedenen Energiemärkten (insbesondere Strom, Regelleistungs- und Wärmemarkt) auszurichten. Die Regelungen wirken besonders für Bestandsanlagen, da Neuanlagen, bezogen auf die Anlagenanzahl, seit 2012 keine relevante Rolle mehr gespielt haben. Grundsätzlich lässt die Regelung im EEG zum flexiblen Anlagenbetrieb den Spielraum, dass - trotz Bezug der FlexP oder des FlexZ und der vorhandenen technischen Voraussetzung (welche durch Umweltgutachter bestätigt werden musste) - die Anlagen im Jahresverlauf vom Strommarkt wenig oder sogar weitgehend unbeeinflusst und somit wiederum verhältnismäßig unflexibel betrieben werden (sondern z.B. "nur" auf den Regelleistungsmarkt fokussiert). Das heißt, die Fähigkeit für einen flexiblen Anlagenbetrieb und der Bezug der Flexibilitätsprämie (oder des Flexibilitätszuschlags) bedeutet nicht zwangsläufig, dass eine bedarfsorientierte Stromproduktion (bezogen auf den Strommarkt) dauerhaft stattfindet. Die technische Ausführung dieser Anlagen wurde oft nicht ausreichend für den kontinuierlichen, verlässlichen und planbaren flexiblen Betrieb ausgestattet. Die hohen Strompreise insbesondre im Jahr 2022 und die damit verbundenen Strompreisschwankungen haben die vorhandenen technischen Flexibilitätspotentiale dieser Anlagen weiter mobilisiert. Die Anlagenkonzepte, welche in der Vergangenheit nicht für einen verlässlichen, automatisierten flexiblen Dauerbetrieb technisch ausgestattet wurden, konnten von den Marktpreisschwankungen demnach nur eingeschränkt profitieren, während die technisch anspruchsvoll umgesetzten Anlagen relevante Zusatzeinnahmen generieren konnten.

Es ist zu erwarten, dass die Anlagen mit eingeschränkten technischen Möglichkeiten die notwendigen Maßnahmen zunehmend nachholen, um die Potentiale des Zusatzverdiensts an der Strombörse, was mittlerweile zunehmend interessanter wird, 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 den flexiblen Betrieb von Bestandsanlagen beeinflussen:

- Der Strompreisspread, welcher die (Flexibilitäts-)Investitionen mit refinanzieren sollte, unterliegt zu großen Schwankungen, um für die Finanzierung als relevanter Deckungsbeitrag mit einbezogen zu werden. Darüber hinaus lag er vor 2022 auf niedrigem Niveau, mit über Jahre hinweg stagnierender oder z.T. abnehmender Tendenz.
- Der Wärmemarkt hat einen hohen Einfluss auf den Fahrplanbetrieb (bei niedrigen Strompreisspreads) und beschränkt z.T. die Flexibilität am Strommarkt, wenn nicht in Wärmespeicherkapazitäten investiert wurde.

- Die technische Verfügbarkeit der Anlagen war und ist zum Teil noch niedriger als geplant. Eine technische Optimierung – welche i.d.R. möglich ist – wurde wieder öfter vorgenommen, da die Erlöspotentiale am Spotmarkt 2022 wieder gestiegen sind (jedoch aktuell wieder fallen, was den gegenteiligen Effekt aufweist). Die technischen Anpassungen müssen finanziert werden, weshalb Erlöspotentiale in gewissem Umfang als sicher eingeschätzt werden müssen.

- 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.

- Die Beteiligung am Regelleistungsmarkt war und ist oftmals eine willkommene Alternative zum flexiblen Betrieb, welcher sich stark am Strommarktpreis ausrichtet, da die Abrufe (Steuerung der Leistung) durch den Regelleistungsmarkt im Gegensatz zum Strommarktbetrieb eher selten sind. Eine gleichzeitige Regelleistungsbereitstellung und eine flexible Stromproduktion, die sich stark am Spotmarkt ausrichtet, ist komplexer in der Handhabe, so dass sich die Betreiber/innen oftmals "nur" für den Regelleistungsmarkt bei recht unflexibler Strommarktausrichtung entschieden haben.

Aspekte, welche die technische Flexibilisierung von Bestandsanlagen einschränken:

- Anlagenbetreiber artikulieren zunehmend, dass das Stromnetz, bzw. der genutzte Netzanschlusspunkt, für eine relevante Steigerung der installierten Leistung nicht ausreiche oder die Erweiterung des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber Jahre dauert.

- Die Ertüchtigungen im Rahmen des Ausbaus des vom Netzbetreiber zugewiesenen Netzanschlusspunktes für die zusätzliche BHKW-Leistung führen zu Zusatzkosten, welche durch die Mehrerlöse über Förderung und Strommarkt nicht ausreichend sicher refinanzierbar sind.

- Inflation für die technische Umsetzung einer zunehmenden Flexibilität (Investitionskosten z.B. BHKW+ Trafo, Baukosten, Planungskosten) stellt eine ökonomische Herausforderung dar.

- Die Unwissenheit über die Auslegung des EEG in Bezug auf den Beginn des zehnjährigen Anschlussförderzeitraumes, auch bezogen auf die teilweise lange Projektentwicklungs- und Umsetzungszeit, schränkt die Aktivitäten stark ein.

- Eine technische Umsetzung ist ggf. in der Vergangenheit ungenügend erfolgt. Eine technische Anpassung, auch unter Berücksichtigung der Erfahrungen der letzten Jahre (insbesondere seit 2022), ist betriebswirtschaftlich oftmals nicht mehr finanzierbar.

Als wesentliches bereits umgesetztes Instrument zur effektiven Steigerung der tatsächlich flexiblen Betriebsweise von Anlagen kann § 50 EEG 2023 (sog. Qualitätskriterium) gesehen werden. Anlagen, welche unter diese Regelung fallen, haben ihre technische Ausgestaltung so gewählt, dass die gesamte installierte Leistung mindestens 1.000 h (4.000-mal ¼ h) im Jahr dem Stromversorgungssystem zur Verfügung gestellt wird. Dessen Auswirkungen im realen Anlagenbetrieb bezogen auf den

gesamten Biogasanlagenpark werden jedoch, bedingt durch eine sukzessive Überführung von Bestandsanlagen in die Anschlussförderungsperiode unter Geltung dieser neuen Flexibilitätsanforderungen, erst in den nächsten Jahren sichtbar. Das sog. Qualitätskriterium adressiert Bestandsbiogasanlagen (FlexZ (10 Jahre Anschlussförderung), FlexP) oder Neuanlagen, welche sich seit 2023 für den flexiblen Betrieb entschieden haben.

5.3.2. Biomethan-BHKW

Obwohl durch das EEG eine höchstflexible Biomethan-Kraftwerksleistung von bis zu 3,6 GW mit 876 h maximalen Betrieb pro Jahr angereizt wird, sind die Ausschreibungen fortwährend unterzeichnet. Die Rahmenbedingungen für die Entwicklung von BHKW-Standorten, welche äußerst flexibel Strom aus Biomethan erzeugen, scheinen in Summe nicht ausreichend zu sein, um einen wirtschaftlichen Betrieb sicherzustellen. Stagnierten die Absatzmärkte für Biomethan über mehrere Jahre, resultierte sowohl aus dem Anreizmechanismus im Kraftstoffsektor in Verbindung mit einem sich abzeichnenden steigenden Marktbedarf für Gas als Kraftstoff eine in kurzer Zeit massiv gestiegene Zahlungsbereitschaft, insbesondere für Biomethan aus Wirtschaftsdüngern aber auch aus Bioabfall. Dieser Effekt der hohen Preisniveaus resultierte vor allem aus den deutlich höheren Zahlungsbereitschaften im Kraftstoffsektor, bedingt durch den THG-Quotenhandel. Zusätzlich zu diesem Biomethanmarkt-spezifischen Effekt führte auch der steigende Erdgaspreis und die sich daraus ergebende zusätzliche Nachfrage nach (verlässlichen) Alternativen zu Erdgas zu einer Auswirkung auf die Preisbildung an den Biomethanmärkten.

In 2022/23 stellte sich die fehlende Marktverfügbarkeit von Biomethan in Verbindung mit, in Relation zur Vergangenheit, extrem hohen Preisniveaus als ein wesentliches Hemmnis zur Implementierung von hochflexiblen Biomethan-KWK-Projekten heraus. Die Volatilität der Biomethanpreise macht es den Projektentwicklern besonders schwer langfristige Projekte mit Biomethan-BHKW-Standorten zu planen.

Auch wenn der Wert der THG-Quote einen, seit seinen Höchstwerten, sehr starken Preisverfall zu verzeichnen hatte, was in gleichermaßen niedrigeren Biomethanpreisen resultierte, werden auch in Zukunft Biomethanqualitäten, die für den Kraftstoffsektor geeignet sind, mit Biomethanqualitäten, welche im EEG-Biomethan-KWK-Markt eingesetzt werden können, im Wettbewerb stehen.

Darüber hinaus ist es in den letzten Jahren aber auch im Bereich der BHKW-Anlagentechnik, als auch bei Transformatoren (als die beiden wesentlichsten Investitionspositionen bei Biomethan-BHKW-Projekten) zu massiven Kostensteigerungen gekommen. Zur Nutzung von Biomethan werden Erdgas BHKW eingesetzt. Nach den Erhebungen des BHKW-Infozentrums sind die Preise für diese Anlagen in 2023 ggü. 2020 um etwa 45 % gestiegen. Auch die Kosten für Vollwartungsverträge sind in der Erhebung 2023 ggü. 2020 je nach Anlagenmodul um 10 - 30 % gestiegen. Die Daten für die Erhebung 2023 stellen nach Angaben des BHKW-Infozentrums vorläufige Daten dar, können dennoch als wichtiger Indikator für signifikante Kostensteigerungen angesehen werden.

Neben dem reinen Kosteneffekt in Bezug auf die Marktverfügbarkeit von Biomethan stellen aber gem. Aussagen von Marktakteuren auch die Nachhaltigkeitsanforderungen ein Hemmnis in Bezug auf die Verfügbarkeit von Biomethanqualitäten dar, welche sowohl die Anforderungen des EEG

(Maisdeckel) als auch der BioSt-NachV erfüllen. D.h. dass nur Teilmengen der in Deutschland produzierten Biomethanmengen für die Biomethanverstromungen in hochflexiblen BHKW-Anlagen infrage kommen. Auch das beeinflusst die Preise und erhöht das Risiko für Projektentwickler.

Bedingt durch die oben beschriebenen Kostensteigerungseffekte ergeben sich Stromgestehungskosten (siehe Kap. 6.1.2), die einen wirtschaftlichen Betrieb unter der derzeitigen Erlössituation als sehr herausfordernd darstellen.

Als ein wesentliches Hemmnis wird in Verbindung hiermit vermehrt die sehr limitierte Volllaststundenzahl (begrenzt auf 876 Volllaststunden pro Jahr) des Betriebes der Anlagen genannt. Diese verhindert, dass Biomethan-BHKW-Anlagen in sinnvolle Wärmenutzungskonzepte, insbesondere als erneuerbare alternative Lastabdeckung in Wärmenetzen z.B. in der Kombination mit Wärmepumpen, integriert werden (--> immer dann, wenn die Wärmepumpe nicht effizient Wärme bereitstellen kann). Die eingeschränkte Möglichkeit des Verkaufs von Wärme verhindert die Generierung von Erlösen, welche zur Refinanzierung und zur Risikominimierung (Diversifizierung der Deckungsbeiträge) beitragen können. Die Konsequenz der aktuellen Regelung ist, dass der Wert der Wärme niedriger ausfällt, als es möglich wäre, wenn die Anlagen mit höheren Jahresvolllaststundenzahlen betrieben werden könnten. Höhere Vollaststunden würden zu einer Steigerung der Nachfrage nach Biomethan führen und hätten langfristig ggf. auch eine stabilisierende Wirkung auf den Biomethanproduktionsmarkt.

Als weitere Herausforderung kann der Gasnetzanschluss, besonders im Kontext einer noch unklaren Entwicklung des zukünftigen Erdgasmarkts, für die sehr großen Biomethan-BHKW-Anlagen angesehen werden.

All diese beschriebenen Aspekte stellen Risiken für die Entwicklung der Biomethan-BHKW-Projekte dar, welche in der Risiko-Chancenabwägung in den letzten Jahren zu einer negativen Bewertung geführt haben, weshalb es zu nahezu keiner Abgabe von Geboten im Rahmen der Ausschreibung kam.

5.4. Handlungsempfehlungen (kurzfristig)

Früher stellten die wesentlichen Treiber für den flexiblen Betrieb insbesondere von Biogasanlagen die Strombereitstellung in Phasen, in welchen die fluktuierenden Erzeuger Wind und PV nicht einspeisen sowie die Erbringung von Systemdienstleistungen (insbesondere Regelleistung) dar. Mittlerweile rückt immer mehr in den Vordergrund, dass Biogasanlagen dann nicht mehr einspeisen sollten, wenn insbesondere deutlich günstigere Energieerzeugungsanlagen wie PV (aber auch z.T. Windenergieanlagen) mit hoher Leistung einspeisen. Darüber hinaus sollte die Stromeinspeisung durch Biogas in diesen Phasen die Netzstabilität insbesondere in den Verteilnetzen nicht unnötig zusätzlich belasten (bzw. durch die gezielte Stromproduktionsreduktion die Verteilnetze sogar gezielt entlasten). Grundsätzlich gilt es, die zur Verfügung stehenden Ressourcen nachhaltig und kosteneffizient zu nutzen, was durch eine flexible Stromproduktion sichergestellt werden kann und auch stärker als bisher sollte.

Nachstehend werden mögliche Handlungsoptionen aufgezeigt.

5.4.1. Limitierte EEG-Vergütung bei niedrigen Börsenstrompreisen:

Insbesondere zur Entlastung der Stromnetze in betroffenen Netzclustern sollte bei einem regionalen Überangebot von Strommengen fluktuierender Einspeiser die Stromproduktion aus Biogas innerhalb dieser Zeiträume signifikant reduziert, bzw. vollständig eingestellt werden. Offen ist, wie dies erreicht

werden kann, obwohl keine regionalspezifischen Signale über die Netzsituation an der Strombörse sichtbar werden. Ein Ansatz könnte das Aussetzen der EEG-Vergütung für Biogasanlagen für Zeiträume mit niedrigen noch positiven oder gar negativen Börsenstrompreisen sein.

Diese Regelung könnte in Kombination mit den weiteren vorgeschlagenen Ansätzen zu einer Art „Push und Pull Effekt" führen: Hohe Stromproduktion bei hohen Strompreisen (durch Flexibilitätsprämie/-zuschlag befähigt) und ein Aussetzen der Förderung in Phasen niedriger und negativer Strommarktpreise. Das Aussetzen der Förderung in diesen Zeitabschnitten würde sehr verlässlich gewährleisten, dass in Zeiträumen sehr hoher Stromproduktion keine zusätzliche Einspeisung mehr durch Biogasanlagen erfolgt. Dies gilt nur für die Anlagen, welche unter diese Regelungen fallen, weshalb es darauf zu achten gilt, entsprechende Anreize zu setzen und dadurch viele Anlagen unter diese Regelung fallen zu lassen.

Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass in Zeiten mit niedrigen Strompreisen die Wahrscheinlichkeit der beschriebenen Netzbelastungen höher ist und somit eine Reduktion, bzw. ein Einstellen der Stromeinspeisung aus Biogas z.B. den PV-Strom im Netz etwas mehr "Platz" verschaffen kann und die Notwendigkeit des Abregelns von PV- ggf. Windenergie-Anlagen entsprechend reduziert wird.

Einschränkend gilt jedoch dabei zu erwähnen, dass die Börsenstrompreise nicht direkt die jeweiligen lokalen/regionalen Zustände in den Verteilnetzen abbilden und sich damit die Regelung nicht in jedem Teilbereich des Stromverteilnetzes produktiv auswirken könnte (z.B. in Netzclustern mit Engpässen, während der Strompreis an der Börse hoch ist). Der Börsenstrompreis stellt ein überregionales Signal zur Angebots- und Nachfragesituation dar. Die Verteilnetzengpässe wiederum sind stark von den regionalen Gegebenheiten geprägt, welche regelmäßig mit den Strompreissignalen übereinstimmen, aber eben nicht zu jedem Zeitpunkt zusammenpassen müssen.

5.4.2. Steigerung der realen flexiblen Betriebsweise von Biogasanlagen

Biogasanlagen haben grundsätzlich das Potential flexibel Strom produzieren zu können und z.T. sind diese Anlagen aktuell schon in unterschiedlicher Umsetzungstiefe und Ausprägung für diesen Betrieb vorbereitet.

In Summe kann postuliert werden, dass der durch den Biogasanlagenpark umgesetzte flexible Betrieb bislang hinter den Erwartungen und Möglichkeiten zurückgeblieben ist. Dennoch ist dieses Verhalten der Biogasanlagen bezogen auf die EEG-Regelungen rechtskonform. Unter dem Aspekt des Bestandschutzes sind die geltenden Regelungen für diese Anlagen dennoch nicht ohne Weiteres gesetzlich änderbar.

Grundsätzlich stellt die schnellere Überführung von Biogasbestandsanlagen in eine Anschlussförderung einen Hebel dar, Anlagen schneller „strengeren" Flexibilitätsanforderungen zu unterwerfen, den Bestandsschutz zu gewährleisten und gleichzeitig den Erhalt bestehender und verfügbarer Kraftwerksleistungen für das zukünftige Versorgungssystem zu sichern.

Der nachfolgende Ansatz würde dazu führen, dass für die Biogasanlagenbetreiber/innen - bei frühzeitigerem Umstieg (also vor Ablaufen der schon gesetzlich gewährten Förderdauer) auf die Anschlussförderung - auch neue Anforderungen an den flexiblen Betrieb gelten würden. Dadurch kann der Gesetzgeber über "strengere" Regelungen einen flexibleren Betrieb indirekt durchsetzen.

Eine Möglichkeit einen relevanten Anreiz zu setzen, bestünde darin, die noch nicht in Anspruch genommene Restlaufzeit der ersten Förderperiode vor Umstellung auf die Anschlussförderung auf den neuen Förderzeitraum von 10 Jahren anzurechnen. Relevante Zusatzkosten für das EEG wären im Grundsatz gegenüber einer Ausschöpfung der gewährten Laufzeit und eine anschließende Nutzung der Anschlussförderung nicht zu erwarten. Anlagen würde nach diesem Vorstoß erlaubt werden, sofort in die Anschlussförderung zu wechseln (aber mit den neuen Förderungsanforderungen) und sie könnten ihre vorhandene Restlaufzeit mit der Anschlussförderzeit von 10 Jahren ergänzen.

Weiterhin bestünde eine Möglichkeit in der Weiterentwicklung des „Qualitätskriteriums" gem. § 50 EEG 2023. Das Q-Kriterium fordert von den unter diese Regelung fallenden Biogasanlagen an 1.000 h im Jahr mit nahezu 100 % der installierten Leistung Strom einzuspeisen. Somit wird sichergestellt, dass die volle installierte Leistung (und auch über das EEG finanzierte Leistung) für 1.000 h im Jahr dem Energieversorgungssystem zur Verfügung steht. Es ist zu erwarten, dass diese 1.000 h so von der Biogasanlage gewählt werden, dass sehr hohe Stromerlöse am Strommarkt erzielt werden können. Die restlichen Strommengen können weiterhin mit Teillastkapazitäten der Erzeugungsanlagen produziert werden.

Es stellt sich die Frage, inwieweit es möglich ist, den betriebswirtschaftlichen Anreiz weiter zu erhöhen, so dass Anlagen immer versuchen mit der maximal möglichen Leistung Strom dann einzuspeisen, wenn der Systembedarf hierfür am höchsten ist.

Ein möglicher Ansatz bestünde darin die EEG-Förderung an einer max. förderfähigen Stundenanzahl pro Jahr auszurichten. Bei diesen förderfähigen Betriebsstunden könnte es sich z.B. um die kumulierten Viertelstundenscheiben handeln, in welchen die höchste Einspeiseleistung im Betrachtungszeitraum eines Jahres realisiert wurde. Damit würde sichergestellt, dass ein Anreiz bestünde, die Anlagen – wenn diese betrieben werden – mit der höchstmöglichen Leistung zu betreiben, da nur so relevante Einnahmen am Strommarkt und über die Marktprämie generiert werden könnten. Falls die Anlagen an mehr als den vorgegebenen Betriebsstunden betrieben werden, würden diese keine Vergütung mittels der Marktprämie erhalten. Der Anreiz die Anlagen zu betreiben, wäre in dem Fall sehr gering, da die Erlöse am Strommarkt i.d.R. nicht die Grenzkosten abdecken könnten.

Aktuell sieht die geltende Regelung des FlexZ für Biogasanlagen vor, dass die maximale Förderung der Anlage sich bei 3.920 VLH bezogen auf die installierte Leistung einstellt. Anlagen, welche unter diese Regelung fallen, nutzen i.d.R. diese Möglichkeit und produzieren die maximalen förderfähigen Strommengen, leider eben nicht mit der maximalen Leistung (für die die Anlagen den FlexZ erhalten). Dieses Verhalten führt zu weit über 3.920 Betriebsstunden im Jahr (in Teillast z.T. auf bis zu 8.000 Bh im Jahr).

Eine Umstellung auf die vorgeschlagene Förderung der Betriebsstunden sollte auch dafür genutzt werden, die Flexibilitätsanforderungen zu erhöhen, d. h. die zulässigen Produktionszeiten abzusen-

ken. Nach umfangreichen Abwägungen zwischen dem aktuellen Bedarf des Energieversorgungssystems und den notwendigen Förderkosten für den Bundeshaushalt erscheint eine geförderte Betriebsstundenzahl zwischen 2.500 bis 3.000 Bh als sinnvoll. Eine weitere Reduktion der Betriebsstunden würde eine relevante Erhöhung des FlexZ notwendig machen, um einen betriebswirtschaftlichen Betrieb möglich zu machen. Bei einem Absenken der Betriebsstunden steigt der Förderbedarf über die FlexZ enorm. Darüber hinaus müsste dann geprüft werden, inwieweit auch der zulässige Gebotshöchstwert von aktuell 19,83 ct/kWh für den möglichen anzulegenden Wert in der Ausschreibung nach oben angepasst werden muss.

Die vorgeschlagene Umstellung auf die Förderung von z.B. 3.000 Betriebsstunden würde somit anreizen, dass die Biogasanlagen in diesen 3.000 Stunden im Jahr mit der maximal möglichen Leistung betrieben werden, weil nur diese Strommengen mit der Marktprämie vergütet werden würden. Um für diese Strommengen die maximalen Erlöse zu erzielen, würden diese Strommengen in Phasen mit den höchsten Erlösen am Strommarkt produziert (so die Erwartungshaltung). In jedem Fall hingegen nicht in Zeiten mit sehr geringen Strommarktpreisen, da in diesen Phasen die Förderung nach diesen Handlungsempfehlungen entfallen würde.

Es ist davon auszugehen, dass Biogasanlagen, welche technisch dazu in der Lage sind durch ihre Flexibilität eine Einspeisung bei niedrigen Strompreisen zu vermeiden (und gleichermaßen nicht der Gefahr des Förderstopps zu unterliegen) auch dazu in der Lage sind, dann zu produzieren, wenn der Strompreis hoch liegt (Push and Pull Ansatz).

Auf Grundlage dieser Überlegung ist mit diesem Regelungsansatz (auf Betriebsstunden abzustellen) eine relevante Steigerung des flexiblen Betriebes des Biogasanlagenparks zu erwarten. Dies in Abhängigkeit davon, wie viele Anlagen sich für eine frühzeitige Anschlussförderung bewerben, was wiederum über die Höhe der Anreize in die Anschlussförderung zu wechseln durch den Gesetzgeber gesteuert werden kann.

5.4.3. Priorisierung von Bestands-Biogasanlagen mit Wärmebereitstellungskonzepten zur Gebäudewärmeversorgung in den Ausschreibungen

Auch wenn sich im praktischen Anlagenbetrieb die gleichzeitige strom- und wärmeoptimierte Fahrweise als herausfordernd darstellt, besteht eine Empfehlung, Anlagen, welche Wärmebereistellungskonzepte insbesondere zur netzbasierten Gebäudewärmeversorgung betreiben, in den Ausschreibungen priorisiert zu behandeln.

Dies gilt sowohl für bestehende i.d.R. überwiegend Biogaswärme-basierte Wärmenetze als auch für geplante Wärmepumpen-basierte Wärmenetze, in welchen Biogaswärme zur Spitzenlastabdeckung (bei schlechten Wirkungsgraden der Wärmepumpen) zum Einsatz kommt, bzw. kommen soll.

5.4.4. Biomethan-BHKW

Für die Erreichung des Ziels flexible Biomethan-Kraftwerkskapazität zu implementieren, stellt die Erhöhung der Jahresvolllaststunden gegenüber den aktuell festgelegten 876 h/a einen möglichen Hebel dar. Marktakteure geben für Projekte, bei welchen sinnvolle Wärmenutzungskonzepte mit entsprechend höheren Zahlungsbereitschaften und damit Erlösen für Wärme umgesetzt werden können, zweckmäßige Jahresvolllaststunden in einer Größenordnung von 20 – 30 % der Jahresstunden an. Dadurch würde der Wärmeverkauf als eine relevantere Erlösoption gelten, was zu einer Erhöhung und

Differenzierung der Gesamterlöse und somit zu einer betriebswirtschaftlichen Risikominimierung dieser Projekte führen würde.

Ebenso kann eine Erhöhung des Freiheitsgrades bei der Erbringung der geforderten Volllaststunden innerhalb des Förderzeitraums als sehr hilfreich und ebenfalls als risikoreduzierend angesehen werden. Dies wäre insbesondere dann wichtig, solange die geförderten Volllaststunden auf ein sehr niedriges Niveau limitiert sind (z.B. die aktuell geltenden 876 h/a). Werden die geförderten Volllaststunden in einem Kalenderjahr z.B. aufgrund eines systembedingten sehr hohen Strombedarfs (z.B. durch eine Dunkelflaute) oder eines witterungsbedingten hohen Wärmebedarfs überschritten, könnten diese dann im nächsten Jahr weniger produziert werden. Ähnlich ist dies im KWKG geregelt. Dies würde dazu führen, dass z.B. im 4. Quartal mit i.d.R. sehr hohem Wärmebedarf bei unerwartet hoher Nachfrage an Wärme oder entsprechend hohem Strombedarf, gegenüber der ursprünglichen Jahresplanung, die Biomethan-BHKW-Anlagen nicht abgeschaltet werden müssten. Aufgrund dieses ausschließlich förderrechtlich begründenden Betriebsstopps müssten dann ggf. teure alternative Wärmeerzeuger zum Einsatz kommen oder könnte eine betriebsfähige regenerative Stromerzeugungskapazität nicht zur Netzstabilisierung dienen. Die Notwendigkeit für diese mögliche Situation, alternative Technik vorzuhalten, führt geleichzeitig zu einer Reduktion des Wertes der Wärme aus Biomethan und zu einer geringeren grundsätzlichen Attraktivität dieser erneuerbaren Wärmequelle.

Eine Wärmenutzung der BHKW-Abwärme ist bislang zwar nicht verpflichtend vorgeschrieben, scheint aber aus ökonomischen Gründen unabdingbar für einen wirtschaftlichen Betrieb sowie aus ökologischen Gründen geboten.

Gleichzeitig könnte eine größere Diversität der zulässigen Biomethaneigenschaften (siehe Hemmnis Nachhaltigkeitsanforderungen aus EEG und BioSt-NachV) für den Einsatz in Biomethan-BHKW-Anlagen hilfreich für die Risikominimierung bezogen auf die Verfügbarkeit, die Versorgungssicherheit sowie den Preis von Biomethan sein.

Darüber hinaus wird immer wieder die Relevanz von Planungssicherheit bezüglich der Rahmenbedingungen genannt, da die Projektentwicklungszeiten für diese Anlagen, welche auch in die kommunale Wärmeplanung integriert werden können, sehr lange sind (bis zu 4 Jahre).

5.5. Ausblick

Nachstehend werden drei sich abzeichnende Trends und Systemanforderungen angesprochen und kompakt beurteilt.

5.5.1. Wöchentliche und saisonale Flexibilität

Die bisherigen Flexibilitätsanforderungen, insbesondere an VOV-BGA, bezogen sich fast ausschließlich auf kurzfristige, untertägige flexible Fahrweisen. Dies verbunden mit der deutlich verstärkten Forderung insbesondere während PV-Spitzen die Einspeisung vollständig zu beenden.

Derzeit lässt sich ein rapide fortschreitender Ausbau der Batteriespeicherkapazitäten, welche sich aktuell bereits in einer Größenordnung von 11 GW Ausspeicherleistung und einer Kapazität von 16 GWh bewegen, beobachten. Bedingt durch stark gesunkene Systemkosten von Batteriespeichersystemen ist mit einer Fortsetzung dieses Trends zu rechnen.

Belegt wird dies durch eine aktuelle Befragung der 4 deutschen Übertragungsnetzbetreiber, welche aktuell einen rasanten Anstieg an Netzanschlussfragen für Batteriespeicher verzeichnen. Diese belaufen sich derzeit bereits auf 161 GW. Damit ist mit einer Vervielfachung der bisherigen Kapazitäten zu rechnen. [42]

Aufgrund dessen kann daher davon ausgegangen werden, dass bereits kurz- bis mittelfristig untertägige Flexibilitätsanforderungen im Stromsystem auch durch Batteriespeicher übernommen werden. Welche Auswirkung dies auf die Strompreisschwankungen im Tagesverlauf und somit auf die von Biogasanlagen zu stellenden untertägigen Flexibilitätsanforderungen haben wird, kann heute noch nicht abschließend beantwortet werden.

Grundsätzlich ist die Stromerzeugung von Biogasanlagen auch in der Lage über die Beeinflussung des Fütterungsmanagements (Variation der Zufuhr von Biomasse innerhalb eines gewissen Zeitraums) auch Wochenschwankungen oder sogar Bedarfsschwankungen über den Jahresverlauf (Saisonal) abzubilden. Aktuell ist es offen, ob die Energiepreise dies in Zukunft anreizen werden.

5.5.2. Systemdienliche Steigerung der energetischen Gesamteffizienz

Aus Sicht des Konsortiums ist es mindestens aus Klimaschutzperspektive weiter geboten nicht nur die erzeugte Strommenge, sondern auch die dabei entstehende Biogas- und Biomethanwärme so weit wie möglich für das Energieversorgungssystem zu nutzen, statt diesen Teil ungenutzt zu lassen.

Im Vergleich zum Status quo sollten zukünftige Biogas-/Biomethanwärmenutzungskonzepte insbesondere im Bereich der ländlichen Wärmeplanung überwiegend in Kombination mit Wärmepumpen umgesetzt werden. Hier kann Biogas-/Biomethanwärme die Rolle einnehmen, Nachfragespitzen (innerhalb der Heizperiode) zu decken und damit z.B. feste Biomasse, Strom zur Spitzenlast oder fossile Energieträger (Öl, Gas) zu substituieren. Die Kombinationen Biogas-BHKW / Biomethan-BHKW und Wärmepumpen stellen gleichzeitig eine relevante elektrische Flexibilität für das Stromsystem dar. Bei hohen Strompreisen wird über das Biogas-BHKW Strom und Wärme bereitgestellt, bei niedrigen Strompreisen stellt die Wärmepumpe mittels günstigen Stroms die Wärme bereit. Biogasanlagen, aber auch Biomethan-BHKW-Anlagen, können mit Wärmepumpen für Wärmesenken (z.B. im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung) damit systemdienliche Hybridwärmeversorgungssysteme darstellen, indem sie dem Stromsystem gleichzeitig sehr flexibel elektrische Leistung bereitstellen und sich dabei netzdienlich verhalten.

5.5.3. Steigerung der Resilienz im Energiesystem

Bioenergie kann mindestens mittelfristig und mindestens so lange keine ausreichenden Mengen nachhaltig erzeugten Wasserstoffs im Energiesystem zur Verfügung stehen, wesentlich zur Steigerung der Resilienz im Energiesystem beitragen:

1. Durch eine gesteigerte und insbesondere saisonale Flexibilisierung kann die Stromproduktion insbesondere in Zeiträume verlagert werden, in welchen eine stark reduzierte Stromproduktion aus PV und Wind vorherrscht.
2. Dies erlaubt eine Egalisierung von systemdienlicher Strom- wie Wärmebereitstellung.
3. Durch die Einbindung von Biomasse-Wärme in wärmepumpenbasierte Wärmenetze kann der Strombedarf der Wärmepumpen während der Heizperiode signifikant reduziert werden.

4. Für kalte Dunkelflautenzeiten mit hohen Anteilen von Wärmepumpen im System bedeutet der obige Ansatz, dass in diesen Zeiten sowohl die volle Stromerzeugungsleistung des Biogas-/Biomethananlagenparks zur Verfügung steht, als auch durch die Wärmeeinkopplung in wärmepumpenbasierte Wärmenetze der Strombedarf zur Wärmeerzeugung und damit eine Zusatzbelastung des Stromsystems durch Wärmepumpen signifikant reduziert wird.
5. Durch die Anforderungen für Biomethan-BHKW-Anlagen H2-Ready zu sein, stehen hier langfristig Erzeugungskapazitäten und Strukturen zur Verfügung, welche auf zukünftige Entwicklungen auch ohne Biomethanmengen vorbereitet sind.

6. Ökonomische Aspekte der Stromerzeugung aus Biomasse (AP 4)

Im Rahmen des Vorhabens werden Wirtschaftlichkeitsberechnungen verschiedener Anlagenkonstellationen von Biomasseanlagen betrachtet (vgl. Kap. 6.1), um die ermittelten Stromgestehungskosten mit den jeweils anwendbaren Einspeisevergütungen abzugleichen und somit Über- bzw. Unterförderung der Anlagenkonstellationen ableiten zu können. Darüber hinaus wird der Einfluss der Preisentwicklungen der Einsatzstoffe sowie zukünftige Kostenentwicklungen für Biomasseanlagen aufgezeigt (vgl. Kap. 6.2). Mit Blick auf die Ausgestaltung der zukünftigen Förderung von Biomasseanlagen werden ergänzend Stromgestehungskosten für ausgewählte Fallkonstellationen im Rahmen der Anschlussförderung für Bestandsanlagen in der Ausschreibung betrachtet (vgl. Kap. 6.3).

6.1. Ermittlung der Stromgestehungskosten für ein ausgewähltes Spektrum typischer EEG-Biomasseanlagen

Die Berechnung der Stromgestehungskosten der Biomasseanlagen basiert auf der Annuitätenmethode (VDI 2067) und stellt eine Aktualisierung der Kostenbewertungen vorangegangener Berichte zum Vorhaben „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes: Vorhaben IIa Stromerzeugung aus Biomasse" (IEE 2019 [28] und IEE 2023 [35]) sowie zur Kurzfristanalyse zu den Kostensteigerungen von Biomasseanlagen mit Stand 2/2024 [43] dar. Die Stromgestehungskosten werden per Energieeinheit anhand der Methode der Levelized Costs of Electricity (LCOE) ermittelt.

Für Biomasse werden für die Anlagenkonstellationen nach EEG 2023 folgende Anlagenkonzepte betrachtet:

(1) Biogasanlagen:
   a. NawaRo/Gülle-Anlage: 1.135 kW installierte elektrische Anlagenleistung (2,2-fach überbaut, Bemessungsleistung 511 kW_{el}), 70 % Anbaubiomasse (mit 30 Masseprozent Maissilage), 30 % Wirtschaftsdünger (Neu- und Bestandsanlage)
   b. Gülleanlage: 150 kW installierte elektrische Anlagenleistung (~140 kW Bemessungsleistung), nicht flexibilisiert (Neuanlage)

(2) Biomethananlage: Biomethan-BHKW 10 MW_{el} (Neuanlage), hochflexibilisiert (10% Bemessungsleistung)

(3) Feste Biomasseanlage: Heizkraftwerk mit Holzhackschnitzel, 4,8 MW_{el} (Neuanlage)

Für alle Anlagenkonzepte wird die Inbetriebnahme 2027 (bei Teilnahme an den Ausschreibungen 2025) unterstellt. Die Berechnungen erfolgen unter Berücksichtigung der aktuellen Kostensituation mit Abschätzung der Kostensteigerungen für eine Inbetriebnahme 2027. Dabei werden Preissteigerungen in Höhe der folgenden Inflationsraten angenommen: 2024: 2,8 %, 2025: 2,7%, 2026: 2,2 %. [44].

Für die Strombezugspreise werden Annahmen nach Prognos 2023 [45] zu Grunde gelegt; entspricht mittleren Endkundenstrompreise für Industrieabnehmer in der Größe von Biomasseanlagen bei IBN 2027 je nach Anlagenkonzept: i) Neuanlagen 20a (2027 – 2046): 27,65 ct/kWh_{el}, ii) Bestandsanlagen 10a (2027 – 2036): 25,14 ct/kWh_{el}).

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

6.1.1. Biogas

Die Kostenbetrachtungen der Biogasanlagen basieren auf dem Datenstand 9/2024. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten der betrachteten Biogasanlagen werden folgende Anlagenkonzepte modellhaft betrachtet:

(1) NawaRo/Gülle-Anlage: installierte Anlagenleistung 1.135 kW_{el} (45% Bemessungsleistung nach EEG 2023, 511 kW Bemessungsleistung); 70 % Anbaubiomasse (mit 30 Masseprozent Maissilage), 30 % Wirtschaftsdünger (Neuanlage)
(2) NawaRo/Gülle-Anlage: installierte Anlagenleistung 1.135 kW_{el} (45% Bemessungsleistung nach EEG 2023, 511 kW Bemessungsleistung); 70 % Anbaubiomasse (mit 30 Masseprozent Maissilage), 30 % Wirtschaftsdünger; als Bestandsanlage mit Weiterbetrieb (10 Jahre) durch erfolgreiche Teilnahme an den Biomasse-Ausschreibungen
(3) Gülleanlage: 150 kW installierte Anlagenleistung (~140 kW Bemessungsleistung), nicht flexibilisiert (Neuanlage).

Die Gaserträge der Biogaskonzepte basieren auf KTBL 2017/2018 (analog EEG-Monitoring Bericht (IEE 2019) [28] und (IEE 2023) [35]. Aufgrund der notwendigen Bemessungsleistung der Biogaskonzepte (45 % Bemessungsleistung nach EEG-2023) wurden für die Anlagen im flexiblen Betrieb 3.942 h/a Volllaststunden berücksichtigt. Bei Bestandsanlagen wurden Investitionen für den Weiterbetrieb mit einem Retrofit-Faktor von 30 % der Investitionen einer Neuanlage angenommen.

Für die betrachteten BHKW-Module wurden die Kenndaten des BHKW-Infozentrums 2023 (Stand 1/2024) [46] mit Preissteigerungen für die Jahre 2024 bis 2026 nach [44] für die IBN 2027 berücksichtigt.

6.1.1.1. Biogas - NawaRo/Wirtschaftsdünger (Neuanlage)

Das Anlagenkonzept umfasst eine landwirtschaftliche Biogasanlage (Nassfermentation) als Neuanlage. Die Anlage hat eine installierte Anlagenleistung von 1.135 kW_{el} und aufgrund der notwendigen Flexibilisierung eine Bemessungsleistung von 511 kW_{el} (entspricht 45 % der installierten Anlagenleistung). Die Vor-Ort-Verstromung des Biogases erfolgt im BHKW (2 Gas-Otto-Motoren: 500 kW_{el} und 635 kW_{el}) im KWK-Betrieb mit flexibler Fahrweise. Als Einsatzstoffe werden 70 % Anbaubiomasse und 30 % Rindergülle (massebezogen) angenommen. Für das Konzept mit Inbetriebnahme 2027 ist ein Maisdeckel von 30 % berücksichtigt. Der Anbaubiomasse-Mix umfasst 30 % Maissilage, 20 % Getreide-GPS, 20 % Grassilage.

Die Annahmen für die Berechnungen sind in Tabelle 6-1 im Überblick dargestellt.

Tabelle 6-1: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 511 kW Bemessungsleistung NawaRo-Biogasanlage, Neubau

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Inbetriebnahme		1.1.2027	Zuschlag in 2025
Kalkulatorische Nutzungsdauer	Jahre	20	-
Volllaststunden	h/a	3.942	Nach EEG 2023: Bemessungsleistung entspricht 45 % der installierten elektrischen Anlagenleistung
Wirkungsgrad elektrisch	%	41	
Wirkungsgrad thermisch	%	44	
Spezifischer Invest inkl. Flexibilisierung	€/kW Bemessungsleistung	8.937	Inkl. Planung/Projektierung (8 % bez. auf Invest); Invest Flex nach [47] mit jährlichen Preisanpassungen; spezifischer Invest Biogas-BHKW nach BHKW Infozentrum 2023 [46]; Preissteigerungen 2024 – 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024 [44]
Strombezugskosten (Mittelwert, nominal)	ct/kWh$_{el}$	27,65	Mittelwert, nominale Preise Gewerbe; jährlich wechselnde Werte nach Prognos, 2023 [45]
Effektive Lohnkosten	€/h	32	KTBL, 2024 [48]; Lohnsteigerung 2024 - 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024 [44]
Eigenkapitalzins	%	8	konstant
Eigenkapitalanteil	%	25	konstant
Fremdkapitalzins	%	5,51	KfW-Programm EE- Standard 270 mit 20/3/20 [49]
Fremdkapitalanteil	%	75	konstant
Kosten Anbaubiomasse (frei Silo)	€/t$_{FM}$	42,3	Substratpreise nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] für im Substratmix verwendeter NawaRo frei Silo für 2023: Silomais: 43,75 €/tFM, Getreide-GPS: 42,57 €/tFM, Grassilage (Dauergrünland): 28,88 €/tFM; Anteil Anbaubiomasse 70 % massebezogen (30% Maissilage, 20 % GPS, 20 % Grassilage); 2 % Preissteigerungen je Jahr für IBN 2027
Kosten Silierung Anbaubiomasse	ct/kWh$_{el}$	2	Lagerung und Einbringung für Anbaubiomasse nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] pauschal 2-3 ct/kWh$_{el}$ (hier 2 ct/kWh$_{el}$ berücksichtigt)
Mengenmäßiger Einsatz Maissilage	%	30	30 Masseprozent gemäß § 39i Absatz 1 Satz 3 EEG.
Kosten Rindergülle	€/t$_{FM}$	3,33	Substratpreise nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] für Rindergülle für 2023: 3,08 €/t FM; 2 % Preissteigerungen je Jahr für IBN 2027

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	Variation 3 – 5 - 7	Basiswert: 3 ct/kWh$_{th}$ frei BHKW-Flansch angenommen; perspektivisch höhere Wärmeerlöse zu erwarten, daher Variation mit 5 und 7 ct/kWh$_{th}$ berücksichtigt
Wärmeauskopplung	%	45	extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf produzierte Brutto-Wärmemenge

Die ermittelten Stromgestehungskosten (mit und ohne Wärmeerlöse) für eine Inbetriebnahme zum 1.1.2027 sind in Tabelle 6-2 dargestellt.

Tabelle 6-2: Mittlere Stromgestehungskosten für die Biogas-Neuanlage mit Variation der Wärmerlöse, 511 kW Bemessungsleistung, IBN 2027

Parameter	Wärmeerlöse 3 ct/kWh$_{th}$	Wärmeerlöse 5 ct/kWh$_{th}$	Wärmeerlöse 7 ct/kWh$_{th}$
Stromgestehungskosten (ohne Wärmegutschriften), ct/kWh$_{el}$	34,6	34,6	34,6
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschriften), ct/kWh$_{el}$	32,9	31,8	30,7

6.1.1.2. Biogas - NawaRo/Wirtschaftsdünger (Bestandsanlage)

Das Anlagenkonzept umfasst eine landwirtschaftliche Biogas-Bestandsanlage (Nassfermentation), die durch erfolgreiche Teilnahme an den Biomasse-Ausschreibungen den Weiterbetrieb mit einer Laufzeit von weiteren 10 Jahren ab 2027 vornimmt. Die Anlage hat eine installierte Anlagenleistung von 1.135 kW$_{el}$ und aufgrund der notwendigen Flexibilisierung eine Bemessungsleistung von 511 kW$_{el}$ (entspricht 45 % der installierten Anlagenleistung). Die Vor-Ort-Verstromung des Biogases erfolgt im BHKW (2 Gas-Otto-Motoren: 500 kW$_{el}$ und 635 kW$_{el}$) im KWK-Betrieb mit flexibler Fahrweise. Als Einsatzstoffe werden 70 % Anbaubiomasse und 30 % Rindergülle (massebezogen) angenommen. Für das Konzept mit Inbetriebnahme 2027 ist ein Maisdeckel von 30 % berücksichtigt. Der Anbaubiomasse-Mix umfasst 30 % Maissilage, 20 % GPS, 20 % Grassilage.

Die Annahmen für die Berechnungen sind in Tabelle 6-3 im Überblick dargestellt.

Tabelle 6-3: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 511 kW Bemessungsleistung NawaRo-Biogasanlage, Bestand

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Inbetriebnahme		1.1.2027	Zuschlag in 2025
Kalkulatorische Nutzungsdauer	Jahre	10	-
Volllaststunden	h/a	3.942	Nach EEG 2023: Bemessungsleistung entspricht 45 % der installierten elektrischen Anlagenleistung
Wirkungsgrad elektrisch	%	41	
Wirkungsgrad thermisch	%	44	
Retrofitfaktor	%	30	Prozentanteil am Invest im Vergleich zu einer Neuanlage für Weiterbetrieb
Spezifischer Invest	€/kW Bemessungsleistung	2.681	Entspricht 30% vom Invest Neuanlage
Strombezugskosten (Mittelwert, nominal)	ct/kWh$_{el}$	25,14	Mittelwert, nominale Preise Gewerbe; jährlich wechselnde Werte nach Prognos, 2023 [45] (hier Laufzeit 10a Bestandsanlage, daher 2027 – 2036)
Effektive Lohnkosten	€/h	32	KTBL, 2024; [48] Lohnsteigerung 2024 - 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024 [44]
Eigenkapitalzins	%	8	konstant
Eigenkapitalanteil	%	25	konstant
Fremdkapitalzins	%	5,51	KfW-Programm EE- Standard 270 mit 20/3/20 [49]
Fremdkapitalanteil	%	75	konstant
Kosten Anbaubiomasse (frei Silo)	€/t$_{FM}$	42,3	Substratpreise nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] für im Substratmix verwendeter NawaRo frei Silo für 2023: Silomais: 43,75 €/tFM, Getreide-GPS: 42,57 €/tFM, Grassilage (Dauergrünland): 28,88 €/tFM; Anteil Anbaubiomasse 70 % massebezogen (30% Maissilage, 20% GPS, 20% Grassilage); 2% Preissteigerungen je Jahr für IBN 2027
Kosten Silierung Anbaubiomasse	ct/kWh$_{el}$	2	Lagerung und Einbringung für Anbaubiomasse nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] pauschal 2-3 ct/kWh$_{el}$ (hier 2 ct/kWh$_{el}$ berücksichtigt)
Mengenmäßiger Einsatz Maissilage	%	30	30 Masseprozent gemäß § 39i Absatz 1 Satz 3 EEG.
Kosten Rindergülle	€/t$_{FM}$	3,33	Substratpreise nach FvB 2024 (Biogasjournal 5/2024) [50] für Rindergülle für 2023: 3,08€/t FM; 2% Preissteigerungen je Jahr für IBN 2027
Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	Variation 3 – 5 - 7	Basiswert: 3 ct/kWh$_{th}$ frei BHKW-Flansch angenommen; perspektivisch höhere Wärmeerlöse zu

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
			erwarten, daher Variation mit 5 und 7 ct/kWh$_{th}$ berücksichtigt
Wärmeauskopplung	%	45	extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf produzierte Brutto-Wärmemenge

Die ermittelten Stromgestehungskosten der Biogas-Bestandsanlage (mit und ohne Wärmeerlöse) für eine Inbetriebnahme zum 1.1.2027 mit Variation der Wärmerlöse sind in Tabelle 6-4 dargestellt.

Tabelle 6-4: Mittlere Stromgestehungskosten für die Bestands-Biogasanlage mit Variation der Wärmerlöse, 511 kW Bemessungsleistung, IBN 2027

Parameter	Wärmeerlöse 3 ct/kWh$_{th}$	Wärmeerlöse 5 ct/kWh$_{th}$	Wärmeerlöse 7 ct/kWh$_{th}$
Stromgestehungskosten (ohne Wärmegutschriften), ct/kWh$_{el}$	21,3	21,3	21,3
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschriften), ct/kWh$_{el}$	19,8	18,7	17,7

6.1.1.3. Biogas - Güllekleinanlage (Neuanlage)

Das Anlagenkonzept umfasst eine landwirtschaftliche Biogasanlage (Nassfermentation) mit Einsatz von Wirtschaftsdüngern als Neuanlage im kleinen Leistungsbereich. Als Einsatzstoffe werden 80 % Rindergülle und 20 % Festmist (Frischmasse-bezogen) angenommen. Die installierte Anlagenleistung umfasst 150 kW$_{el}$. Nach EEG 2023 wurde die Pflicht zur doppelten Überbauung für Anlagen ab 100 kW aufgehoben, der Anspruch auf einen Flexibilitätszuschlag entfällt jedoch. Da die Anlage nach EEG 2023 nicht flexibilisiert sein muss, werden 8.200 Volllaststunden angenommen, (entspricht einer Bemessungsleistung von 140 kW$_{el}$). Die Vor-Ort-Verstromung des Biogases erfolgt im BHKW (Gas-Otto-Motor: 150 kW$_{el}$) im KWK-Betrieb. Aufgrund des hohen Gülleanteils wird im Vergleich zu den anderen Biogaskonzepten ein höherer Eigenwärmbedarf (60 %) angenommen; sodass für externe Wärmenutzungen lediglich 20 % der produzierten Wärme berücksichtigt werden.

Die Annahmen für die Berechnungen sind nachfolgend in Tabelle 6-5 im Überblick dargestellt.

Tabelle 6-5: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, Gülleanlage, 150 kWel, Neubau

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Inbetriebnahme		1.1.2027	Zuschlag in 2025
Kalkulatorische Nutzungsdauer	Jahre	20	-
Volllaststunden	h/a	8.200	
Wirkungsgrad elektrisch	%	39	

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Wirkungsgrad thermisch	%	44	
Spezifischer Invest	€/kW Bemessungsleistung	11.415	Inkl. Planung/Projektierung (8% bez. auf Invest); 10.685 €/kW installierte Leistung; spezifischer Invest Biogas-BHKW nach BHKW Infozentrum 2023 [46]; Preissteigerungen 2024 – 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024; [44]
Strombezugskosten (Mittelwert, nominal)	ct/kWh$_{el}$	27,65	Mittelwert, nominale Preise Gewerbe; jährlich wechselnde Werte nach Prognos, 2023 [45]
Effektive Lohnkosten	€/h	32	KTBL, 2024; [48] Lohnsteigerung 2024 - 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024 [44]
Eigenkapitalzins	%	8	konstant
Eigenkapitalanteil	%	25	konstant
Fremdkapitalzins	%	5,51	KfW-Programm EE- Standard 270 mit 20/3/20 [49]
Fremdkapitalanteil	%	75	konstant
Kosten Rindergülle	€/t$_{FM}$	3,33	Substratpreise nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] für Rindergülle für 2023: 3,08 €/t FM; 2 % Preissteigerungen je Jahr für IBN 2027
Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	Variation 3 – 5 - 7	Basiswert: 3 ct/kWh$_{th}$ frei BHKW-Flansch angenommen; perspektivisch höhere Wärmeerlöse zu erwarten, daher Variation mit 5 und 7 ct/kWh$_{th}$ berücksichtigt
Wärmeauskopplung	%	20	extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf produzierte Brutto-Wärmemenge

Die ermittelten Stromgestehungskosten (mit und ohne Wärmeerlöse) für eine Inbetriebnahme der Güllekleinanlage zum 1.1.2027 sind in Tabelle 6-6 dargestellt.

Tabelle 6-6: Mittlere Stromgestehungskosten für die Gülleanlage, 150 kWel (Neuanlage), IBN 2027, mit Variation der Wärmerlöse

Parameter	Wärmeerlöse 3 ct/kWh$_{th}$	Wärmeerlöse 5 ct/kWh$_{th}$	Wärmeerlöse 7 ct/kWh$_{th}$
Stromgestehungskosten (ohne Wärmegutschriften), ct/kWh$_{el}$	29,5	29,5	29,5
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschriften), ct/kWh$_{el}$	28,7	28,2	27,6

6.1.2. Biomethan

Das Anlagenkonzept umfasst den Einsatz von Biomethan (bilanziell) in einem Erdgas-BHKW (Neuanlage), 10 MW installierte Anlagenleistung mit hochflexibler Fahrweise (Bemessungsleistung 1 MW,

entspricht 10 % Bemessungsleistung nach EEG 2023). Die Kosten für Erdgas-BHKW-Modul basieren auf den Kenndaten 2023 des BHKW-Infozentrums (Stand 1/2024) [46]; für das 10 MW-Modul erfolgte eine Abschätzung des DBFZ, da nach Angaben des BHKW-Infozentrums für die 10 MW-Anlage zu wenige Daten vorliegen, um daraus statistische Werte abzuleiten.

Die Annahmen für die Berechnungen sind in Tabelle 6-7 im Überblick dargestellt.

Tabelle 6-7: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 10 MWel Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert), Bemessungsleistung 1 MWel, Neubau

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Inbetriebnahme		1.1.2027	-
Kalkulatorische Nutzungsdauer	Jahre	20	-
Volllaststunden	h/a	876	EEG 2023: 10 % der installierten elektrischen Anlagenleistung als Bemessungsleistung
Spezifischer Invest inkl. Flexibilisierung	€/kW$_{el}$ Bemessungsleistung	6.759	Inkl. Planung/Projektierung (8 % bez. auf Invest); spezifischer Invest für Erdgas-BHKW nach BHKW Infozentrum 2023 [46]; für 10 MW-BHKW interpoliert DBFZ; Für IBN 2027 Preissteigerungen 2024 – 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024; [44]; Invest bezogen auf installierte Anlagenleistung 676 €/kW$_{el}$
Strombezugskosten (Mittelwert, nominal)	ct/kWh$_{el}$	27,65	Mittelwert, nominale Preise Gewerbe; jährlich wechselnde Werte nach Prognos, 2023 [45]
Biomethanbezugspreis (inkl. Netzentgelte)	ct/kWh$_{Hs}$	10 (Variation 8 – 10 – 12)	in Kostenanalyse 2/2024 (IEE 2024) [43] Wert mit 9,7 ct/kWh$_{Hs}$ zzgl. 0,5 ct/kWh$_{Hs}$ Netzentgelte angenommen; leichter Rückgang aber höheres Preisniveau als vor Energiekrise erwartet; für IBN 2027 Basiswert 10 ct/kWh$_{Hs}$ mit Variation 8 – 10 -12 berücksichtigt
Eigenkapitalzins	%	8	konstant
Eigenkapitalanteil	%	25	konstant
Fremdkapitalzins	%	5,51	KfW-Programm EE- Standard 270 mit 20/3/20 [49]
Fremdkapitalanteil	%	75	konstant
Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	Variation 3 – 5 - 7	Basiswert: 3 ct/kWh$_{th}$ frei BHKW-Flansch angenommen; perspektivisch höhere Wärmeerlöse zu erwarten, daher Variation mit 5 und 7 ct/kWh$_{th}$ berücksichtigt (Annahme: 100% Wärmenutzung)

Die ermittelten Stromgestehungskosten des Biomethan-BHKW (mit und ohne Wärmeerlöse) für eine Inbetriebnahme 2027 mit Variation der Biomethanbezugspreise sowie Wärmeerlöse sind in Tabelle 6-8 dargestellt.

Tabelle 6-8: Mittlere Stromgestehungskosten eines 10 MW Biomethan-BHKW mit Variation des Biomethan-bezugspreises und der Wärmeerlöse, IBN 2027 (hochflexibilisiert), Neubau

Anlagenkonzept mit Variation des Biomethanbezugspreises	Einheit	Biomethan 8 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 8 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 8 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 10 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 10 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 10 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 12 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 12 ct/kWh$_{Hs}$	Biomethan 12 ct/kWh$_{Hs}$
Variation der Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	3	5	7	3	5	7	3	5	7
Stromgestehungskosten	ct/kWh$_{el}$	32,4	32,4	32,4	38,1	38,1	38,1	43,7	43,7	43,7
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmeerlöse)	ct/kWh$_{el}$	29,2	27,0	24,8	34,8	32,6	30,4	40,4	38,2	36,1

6.1.3. Feste Biomasse (Holzhackschnitzel- Heizkraftwerk)

Im Bereich der Festen Biomasse wird ein Biomasseheizkraftwerk (HWK) mit Entnahmekondensationsturbine und KWK-Betrieb (wärmegeführt) für eine Anlagengröße von 4,8 MW$_{el}$ (entspricht 24 MW$_{FWL}$) betrachtet. Als Einsatzstoffe werden Holzhackschnitzel (20 % Wassergehalt) zu Grunde gelegt. Die Annahmen für die Berechnungen sind in Tabelle 6-9 im Überblick dargestellt. Die RED III wird nach EU Recht bis zum Sommer 2025 umgesetzt. Daraus ergeben sich veränderte Vorgaben für die Biomasseverordnung, welche auch die Verstromung fester Biomasse einschränken wird.

Tabelle 6-9: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 4,8 MW$_{el}$ Biomasseheizkraftwerk, Neubau, wärmegeführte Fahrweise

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Inbetriebnahme		1.1.2027	-
Kalkulatorische Nutzungsdauer	Jahre	20	-
Volllaststunden	h/a	5.000 (elektrisch); 4.500 (thermisch)	EEG 2023: 75 % der installierten elektrischen Anlagenleistung als Bemessungsleistung zu berücksichtigen, hier wärmegeführte Fahrweise mit 5.000 h/a angenommen
Wärmenutzungsgrad	%	60	Nutzwärmeleistung 14.400 kW$_{th}$
Spezifischer Invest	€/kW installierte Leistung	5.827	Preissteigerungen nach Deutsche Bundesbank, 2024 [44]
Strombedarf	%	11	Analog IEE 2024 [43]
Strombezugskosten (Mittelwert, nominal)	ct/kWh$_{el}$	27,65	Mittelwert, nominale Preise Gewerbe; jährlich wechselnde Werte nach Prognos, 2023 [45]
Eigenkapitalzins	%	8	konstant

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Eigenkapitalanteil	%	25	konstant
Fremdkapitalzins	%	5,51	KfW-Programm EE- Standard 270 mit 20/3/20 [49]
Fremdkapitalanteil	%	75	konstant
Einsatzmenge Waldhackschnitzel	t_{FM}/a	30.000	Bezug Frischmasse, Waldhackschnitzel mit 20% Wassergehalt angenommen; Heizwert für Hackschnitzel mit 20% Wassergehalt mit 4 kWh/kg nach TFZ 2015 [51]
Kosten Hackschnitzel Waldrestholz	€/t_{FM}	133	Waldhackschnitzel mit 20 % Wassergehalt nach C.A.R.M.E.N. e.V., 2024 [52] aktuell 3.Quartal 2024: 133,47 €/t 20 % Wassergehalt (WG) Hackschnitzelpreis (analog 10 Jahresmittelwert: 133 €/t FM (20 % WG); für IBN 2027: 10-Jahresdurchschnitt angenommen
Entsorgung Flugasche	€/t	162	3 % der Inputmengen; 150 €/t in 2023; Kostensteigerungen für 2024 – 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024 [44]
Wärmeerlöse	ct/kWh_{th}	Variation 3 – 5 - 7	perspektivisch höhere Wärmeerlöse zu erwarten, daher Variation berücksichtigt; höhere Wärmeerlöse bei wärmegeführtem HKW anzunehmen

Die ermittelten Stromgestehungskosten des HKW (mit und ohne Wärmeerlöse) für eine Inbetriebnahme 2027 sind in Tabelle 6-10 dargestellt.

Tabelle 6-10: Mittlere Stromgestehungskosten des Biomasseheizkraftwerkes, 4,8 MWel, Neubau, IBN 2027

Parameter	Wärmeerlöse 3 ct/kWh_{th}	Wärmeerlöse 5 ct/kWh_{th}	Wärmeerlöse 7 ct/kWh_{th}
Stromgestehungskosten (ohne Wärmegutschriften), ct/kWh_{el}	39,6	39,6	39,6
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmegutschriften), ct/kWh_{el}	35,4	32,5	29,7

6.2. Kostenentwicklung für Biomasseanlagen und eingesetzter Biomasse sowie Abschätzungen zukünftigen Kostenentwicklungen

Die Kostenentwicklungen von Biomasseanlagen wurden im Jan/Feb 2024 im Rahmen der Kurzfristanalyse zu den Kostensteigerungen von Biomasseanlagen analysiert und veröffentlicht (Stand 2/2024 (vgl. [43]). Eine Zusammenfassung daraus ist im Folgenden kurz angeführt, detaillierte Analysen sind in der o.g. Kurzfristanalyse dargestellt.

In den letzten Jahren seit Anfang 2021 waren die Bioenergieanlagen in den Investitionskosten, Instandhaltungskosten und im laufenden Betrieb mit überwiegend signifikanten Kostensteigerungen konfrontiert. Insbesondere bedingt durch die Energiekrise zeigte sich ein deutlicher Kostenanstieg besonders bei den Einsatzstoffen.

Insgesamt sind die Kosten von Biomasseanlagen durch folgende Entwicklungen gekennzeichnet:

- stark steigende Energie- und Biomassekosten (land- und forstwirtschaftlicher Substrate)
- Kostensteigerungen vor allem bei Baustoffen wie Stahl, Kupfer oder Beton
- regelmäßige Reparatur und Instandhaltungsmaßnahmen verteuern sich, wobei das Kostenrisiko die Finanzierung für notwendige technische Weiterentwicklungen zusätzlich erschwert (höhere Finanzierungskosten)
- steigende Betriebskosten, insbesondere bei Betriebsmitteln (Schmieröle, Zündöle, AdBlue, Aktivkohle, usw.)
- lange Wartezeiten infolge angespannter Lieferketten und damit einhergehenden Preisanpassungen seitens der Hersteller (Nachfrage kann punktuell das Angebot übersteigen und Preisaufschläge durch Hersteller durchsetzbar werden)
- Kontinuierlich steigende Anforderungen an einzelne Komponenten (u.a. Messgerätereihen für BHKW, Gas – und Stromzähler zur Einhaltung gesetzlicher Vorgaben, Einhaltung von Emissions-Grenzwerten: z.B. NOx)

Seit 2023 zwar wieder mit moderat abfallender Entwicklung – jedoch auf höherem Niveau im Vergleich zu 2020. Die betriebswirtschaftliche Situation von Biomasseanlagen ist besonders von den Preisentwicklungen der Einsatzstoffe abhängig, da 50 - 60 % der Gestehungskosten auf die eingesetzte Biomasse zurückzuführen sind. Wesentliche Preissenkungen werden vor dem Hintergrund steigender Energiepreise (Anbau, Ernte, Transport), Lohnkosten aber auch Pachtpreise (auch aufgrund von Nutzungskonkurrenz) nicht erwartet. Für den Einsatz alternativer ackerbaulicher Substrate bei Biogasanlagen im Vergleich zu Mais ist zu erwarten, dass diese i. d. R. höhere spezifische Bereitstellungskosten bezogen auf den Energiegehalt frei Fermenter aufweisen. Für die Prognose der Preise für die eingesetzte Biomasse wird angenommen, dass diese mittelfristig zumindest nicht signifikant sinken, sondern sich auf einem konstant hohen Niveau gegenüber 2023 bewegen. Holzartige Biomasse dagegen ist aus betriebswirtschaftlicher Sicht im Vergleich zu Biogassubstraten transportwürdiger, wodurch ein größeres überregionales Angebot für Biomasseanlagen nutzbar ist.

Neben den Kostensteigerungen für die Einsatzstoffe in Biomasseanlagen werden nach wie vor höhere Kosten bei Betrieb (Wartung, Instandsetzung) der Anlagen, aber auch bei den baulichen und technischen Anlagenkomponenten erwartet. Hier spielen insbesondere die allgemeinen Preissteigerungen von Energie, Rohstoffen (wie Metalle) und Personalkosten die Hauptrolle. Wird für mögliche Kostensteigerungen mindestens der Inflationsausgleich angenommen, sind folgende Inflationsraten nach Deutsche Bundesbank (2024) [41] zu berücksichtigen: 2024: 2,8 %, 2025: 2,7 %, 2026: 2,2 %.

Es ist nach wie vor anzunehmen, dass die Kostensteigerungen kurz- und mittelfristig nicht in gleichem Umfang durch höhere Erlöse kompensiert werden können, so dass eine Absenkung des Vergütungssatzes nicht geboten ist, um einen kostendeckenden Betrieb gewährleisten zu können.

6.3. Analyse Stromerzeugungskosten nach Auslauf EEG-Förderung (Fall: Anschlussförderung für Bestandsanlagen im Rahmen der Ausschreibung)

Die Ausführungen in Kap. 5.3 verdeutlichen, dass insbesondere Bestandsanlagen relevante Flexibilisierungspotenziale aufweisen. Gleichzeitig zeigte sich aber auch, dass diese Fähigkeit der Anlagen (welche die Flexprämie, bzw. den Flexzuschlag in Anspruch nehmen) nicht zwingend mit einer bedarfsgerechten Fahrweise einhergeht. Trotz Flexibilitätsanreizen folgen nur vergleichsweise wenige Anlagen dem Strompreissignal in relevantem Umfang. Während Kap. 6.1 EEG-2023 konforme Anlagenkonzepte betrachtet, werden in diesem Kapitel Stromgestehungskosten für Anlagenkonzepte ermittelt, die mögliche Anpassungen im Ausschreibungsdesign berücksichtigen.

Aktuell wird in der Branche die höhere Flexibilisierung von Biomasseanlagen (u.a. Erhöhung des Überbauungsgrades, Reduktion der Bemessungsleistung, Anpassung der Flexzuschläge) diskutiert. Zur Ausgestaltung des zukünftigen Förderregimes gibt es verschiedene Optionen (vgl. Kap.5.4). Ein Ansatz ist die Weiterentwicklung der Flexibilisierungsinstrumente im EEG z. B. durch weitere Reduktion der Bemessungsleistung ggf. mit Erhöhung der Flexzuschläge und Verschärfung der Qualitätskriterien. Ein anderer Ansatz der diskutiert wird, betrifft die Umstellung des Ausschreibungsdesigns auf förderfähige Betriebsstunden, die in der Größenordnung von etwa 2.000 – 3.000 h/a liegen, und eine Art Weiterentwicklung des „Qualitätskriteriums" darstellen. Damit die Biogasanlagen besser in das Energiesystem integriert werden und besser auf Strompreissignale reagieren können, ist eine höhere Überbauung (Verhältnis Stromerzeugung zur Anlagenkapazität) der Anlagen erforderlich. Je geringer die geförderten Betriebsstunden, desto höher der Grad der Flexibilisierung der Anlagen. Die diskutierten Anreize würden die Flexibilisierung der Anlagen daher deutlich erhöhen.

Der nachfolgende Vorschlag sieht beispielhaft bei der Umstellung auf das neue Ausschreibungsdesign einen Weiterbetrieb von Bestandsanlagen von 13 Jahren vor. Aus Sicht des Konsortiums könnte sich ein längerer Förderzeitraum (z.B. 15 Jahre oder mehr; jeweils gerechnet als 10 Jahre Anschlussförderung zzgl. „Restlaufzeit" aus der 1. Förderperiode) positiv auf die Planungssicherheit der Anlagenbetreiber auswirken. Da sich hieraus jedoch auch höhere Förderkosten ergeben können, wird für das Basisszenario eine durchschnittliche „Restlaufzeit", der an den Ausschreibungen teilnehmenden Anlagen, von 3 Jahren angenommen, was zu einer Gesamtförderdauer von 13 Jahren innerhalb der Anschlussförderperiode führt. Der Basisfall der Kostenanalyse stellt eine Biogas-Bestandsanlage mit 2.500 förderfähigen Betriebsstunden, einem Flexzuschlag in Höhe von 85 €/kW_{el} und 13 Jahre Anschlussförderung dar. Um den Einfluss der jeweiligen Parameter aufzuzeigen, werden für die Kostenanalyse verschiedene Anlagenkonstellationen für Biogas-Bestandsanlagen mit Variation folgender Parameter betrachtet:

i. Variation der Betriebsstunden: 2.500 und 3.000 h/a
ii. Variation des Flexzuschlages: 65 – 85 – 105 – 125 €/kW_{el} installierter Leistung
iii. Variation möglicher Wärmeerlöse (frei BHKW Flansch): 3 – 5 – 7 ct/kWh_{th}.

Für die Kostenbetrachtungen der Anlagenkonzepte zur Umstellung auf förderfähige Betriebsstunden (2.500 und 3.000 h/a) wurde für Bestandsanlagen angenommen, dass die installierte Leistung beibehalten wird und die Bemessungsleistung (Substrate) reduziert wird (das massebezogene Verhältnis 70% Anbaubiomasse/30% Gülle wurde dabei gleich belassen). Substratpreise für 2023 wurden nach

Auswertungen des Fachverband Biogas e.V. 2024 angesetzt und mit den Preissteigerungen von 2 % je Jahr versehen. Für den Mix aus Anbaubiomasse wurde der Maisdeckel von 25 % (aktuell diskutierter Vorschlag) im Vergleich zum EEG 2023 (30 % Maisanteil) in den Anlagenkonzepten berücksichtigt. Der Anbaubiomasse-Mix umfasst für die hier betrachteten Konzepte 25 % Maissilage, 25 % GPS und 20% Grassilage.

Die Kosten basieren auf den bisherigen Kostenberechnungen und wurden mit den Kostensteigerungen für eine Inbetriebnahme IBN 2027 angepasst. Preissteigerungen werden in der Höhe der Inflation nach Deutsche Bundesbank (2024) [44] wie folgt berücksichtigt: 2024: 2,8 %, 2025: 2,7 %, 2026: 2,2 %. Für Bestandsanlagen wurde pauschal 30 % vom Invest in eine Neuanlage angesetzt.

Die Umstellung auf förderfähige Betriebsstunden bedeutet in den Kostenberechnungen eine Anpassung der Volllaststunden auf Betriebsstunden. Ein flexibler Anlagenbetrieb führt zu mehreren Start-/Stopp-Vorgängen der BHKW, die bei diesem Vorschlag als Betriebsstunden angerechnet werden, aber keine Volllaststunden darstellen. Damit Anlagenbetreiber die angesetzten förderfähigen Betriebsstunden vollständig nutzen können, wurde in den Kostenberechnungen für die Anlagenkonzepte als Umrechnungsfaktor Bh/Vlh ein Abschlag von 2,5% angesetzt. So entsprechen 2.500 Bh/a etwa 2.438 Vlh/a; bei 3.000 Bh/a ergeben sich etwa 2.925 Vlh/a.

Für die Strombezugspreise werden Annahmen nach Prognos, 2023 [45] zu Grunde gelegt; entspricht mittleren Endkundenstrompreise für Industrieabnehmer in der Größe von Biomasseanlagen bei IBN 2027 je nach Anlagenkonzept: hier Bestandsanlagen 13a (2027 – 2039): 25,68 ct/kWh$_{el}$).

Die Annahmen für die Berechnungen sind in den folgenden Tabellen (vgl. Tabelle 6-11 allgemeine Annahmen und Tabelle 6-12 Kostenannahmen) im Überblick dargestellt.

Tabelle 6-11: Annahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 1.135 kW installierte Anlagenleistung, NawaRo/Gülle-Biogasanlage, Bestand mit Fortführung 13a (Beispiel) – Variation der Bh 3.000 und 2.500 Bh/a

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Inbetriebnahme		1.1.2027	Zuschlag in 2025
Kalkulatorische Nutzungsdauer	Jahre	13	Beispielzahl zur Veranschaulichung
Betriebsstunden	h/a	3.000 bzw. 2.500	Umstellung auf förderfähige Betriebsstunden (entsprechen bei Abschlag 2,5% 2.925 Vlh/a bzw. 2.438 Vlh/a)
Wirkungsgrad elektrisch	%	41	
Wirkungsgrad thermisch	%	44	
Retrofitfaktor	%	30	Prozentanteil am Invest im Vergleich zu einer Neuanlage für Weiterbetrieb
Strombezugskosten (Mittelwert, nominal)	ct/kWh$_{el}$	25,68	Mittelwert, nominale Preise Gewerbe; jährlich wechselnde Werte nach Prognos, 2023 [45] (hier Laufzeit 10a Bestandsanlage, daher 2027 – 2039)
Effektive Lohnkosten	€/h	32	KTBL, 2024 [48]; Lohnsteigerung 2024 - 2026 nach Deutsche Bundesbank, 2024 [44]
Eigenkapitalzins	%	8	konstant
Eigenkapitalanteil	%	25	konstant

Parameter	Einheit	Wert IBN 2027	Quelle / Anmerkungen
Fremdkapitalzins	%	5,51	KfW-Programm EE- Standard 270 mit 20/3/20 [49]
Fremdkapitalanteil	%	75	konstant
Kosten Anbaubiomasse (frei Silo)	€/tFM	42,3	Substratpreise nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] für im Substratmix verwendeter NawaRo frei Silo für 2023: Silomais: 43,75 €/tFM, Getreide-GPS: 42,57 €/tFM, Grassilage (Dauergrünland): 28,88 €/tFM; Anteil Anbaubiomasse 70 % massebezogen (30% Maissilage, 20% GPS, 20% Grassilage); 2% Preissteigerungen je Jahr für IBN 2027
Kosten Silierung Anbaubiomasse	ct/kWh$_{el}$	2	Lagerung und Einbringung für Anbaubiomasse nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] pauschal 2-3 ct/kWh$_{el}$ (hier 2 ct/kWh$_{el}$ berücksichtigt)
Mengenmäßiger Einsatz Maissilage	%	25	Masseprozent (Beispiel für weitere Reduktion von Mais, gegenüber EEG mit 30 %)
Kosten Rindergülle	€/tFM	3,33	Substratpreise nach FvB 2024 (Biogas Journal 5/2024) [50] für Rindergülle für 2023: 3,08€/t FM; 2% Preissteigerungen je Jahr für IBN 2027
Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	Variation 3 – 5 - 7	Basiswert: 3 ct/kWh$_{th}$ frei BHKW-Flansch angenommen; perspektivisch höhere Wärmeerlöse zu erwarten, daher Variation mit 5 und 7 ct/kWh$_{th}$ berücksichtigt
Wärmeauskopplung	%	45	extern genutzte Wärmemenge, bezogen auf produzierte Brutto-Wärmemenge

Tabelle 6-12: Kostenannahmen zur Berechnung der Stromgestehungskosten, 1.135 kW installierte Anlagenleistung, NawaRo/Gülle-Biogasanlage, Bestand mit Fortführung 13a (Beispiel zur Veranschaulichung) – Variation der Betriebsstunden mit 3.000 und 2.500 Bh/a

Anlagen-Konzept	Förderfähige Bh 3.000 h/a	Förderfähige Bh 2.500 h/a
Substratmix (Anbaubiomasse/Rindergülle)	70/30	70/30
Maisanteil (massebezogen), Maisdeckel	25% Mais	25% Mais
Substratmenge NawaRo t/a (inkl. Verluste)	8.005	6.671
Substratmenge Rindergülle t/a	3.063	2.552
Überbauung	3,0	3,6
% Bemessungsleistung	33	28
Vlh	2.925	2.438
Bemessungsleistung, kWel	379	316
installierte elektrische Anlagenleistung, kWel	1.135	1.135
Gesamtkosten, in € (30% bez. auf Invest Neuanlage)	1.348.162	1.367.050
€/kW installierte Leistung	1.188	1.204
€/kW Bemessungsleistung	3.557	4.329

Die ermittelten Stromgestehungskosten der Biogas-Bestandsanlagen für eine Inbetriebnahme zum 1.1.2027 mit Variation der Betriebsstunden und der Wärmerlöse sind in Tabelle 6-13 dargestellt.

Tabelle 6-13:Mittlere Stromgestehungskosten für die Bestands-Biogasanlage mit 3.000 und 2.500 Bh/a und Variation der Wärmerlöse, 1.135 kW installierten Anlagenleistung, IBN 2027, 13a Weiterbetrieb

Anlagenkonzept: Überbauung (Betriebsstunden)	Einheit	~ 3-fach (3.000 Bh)	~ 3-fach (3.000 Bh)	~ 3-fach (3.000 Bh)	~ 4-fach (2.500 Bh)	~ 4-fach (2.500 Bh)	~ 4-fach (2.500 Bh)
Variation der Wärmeerlöse	**ct/kWh$_{th}$**	**3**	**5**	**7**	**3**	**5**	**7**
Überbauungsfaktor		3,0	3,0	3,0	3,6	3,6	3,6
Betriebsstunden (Bh)	h/a	3.000	3.000	3.000	2.500	2.500	2.500
Volllaststunden (Vlh)	h/a	2.925	2.925	2.925	2.438	2.438	2.438
installierte elektrische Anlagen-leistung	kW$_{el}$	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135
Bemessungsleistung nach Flexi-bilisierung	kW$_{el}$	379	379	379	316	316	316
spezifischer Invest (30% vom Invest Neuanlage für Bestands-anlage)	€/kW$_{Bem}$	3.557	3.557	3.557	4.329	4.329	4.329
Stromgestehungskosten	ct/kWh$_{el}$	25,1	25,1	25,1	28,4	28,4	28,4
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmeerlöse)	ct/kWh$_{el}$	23,5	22,4	21,4	26,8	25,7	24,6

Die Gesamtkosten der Biomasseanlagen setzen sich aus den kapital-, verbrauchs- und betriebsgebundenen sowie sonstigen Kosten für Bau, Betrieb und entsprechende Erweiterungen der betrachteten Modellanlagen zusammen. Diesen Kosten stehen Erlöse aus dem Verkauf von Strom, Wärme und ggf. Erlösen für weitere (Neben-)Produkte wie Gärprodukte gegenüber.

Für die Strommehrerlöse werden die Auswertungen der Stromprognosen nach Energy Brainpool 2024 [53] zu Grunde gelegt. Entsprechend der Nachauswertungen von Energy-Brainpool für die teuersten Stunden (Datenbasis 9/2024) werden 2 Varianten betrachtet: Variante 1) 3000 teuersten Stunden im Jahr vs. Variante 2) mit 2500 teuersten Stunden im Jahr (vgl. Tabelle 6-14).

Tabelle 6-14: Mittleren Strommehrerlöse durch Fahrplanoptimierung nach Stromprognosen von Energy Brainpool 2024 [53] (Datenbasis 9/2024)

Variante	Anlagenkonzept (Laufzeit in Jahre ab IBN 2027)	Differenz Peakload abzgl. Baseload (ct/kWh$_{el}$)	Differenz Durchschnitt teuersten 3.000 h abzgl. Baseload (ct/kWh$_{el}$)	Differenz Durchschnitt teuersten 2.500 h abzgl. Baseload (ct/kWh$_{el}$)
1	Laufzeit 10a (2027- 2036) – Bestandsanlage	0,9	5,1	5,7
2	Laufzeit 13a (2027 – 2039) – Bestandsanlage (Beispiel	0,8	5,5	6,2
3	Laufzeit 20a (2027 – 2045) - Neuanlage	0,5	5,9	6,5

Bei der Fortführung der Anlagen von 13 Jahren (2027 – 2039) wurden als mittlere Werte für Variante 1 (3.000 h/a) Zusatzerlöse (Strom) in Höhe von 5,5 ct/kWh$_{el}$ und für Variante 2 (2.500 h/a) 6,2 ct/kWh$_{el}$ ermittelt. Unter Berücksichtigung möglicher Erlöse aus dem Stromverkauf ergeben sich die in den

folgenden Tabellen dargestellten Salden, d.h. Stromerlöse abzgl. Stromgestehungskosten (vgl. Abbildung 6-1 und Abbildung 6-2).

Da die Zusatzerlöse aus der Fahrplanoptimierung nach Energy Brainpool 2024 [53] mit 5,5 und 6,2 ct/kWh$_{el}$ (für die teuersten Stunden im Jahr) vergleichsweise hoch sind (derzeit selten erzielbar), wird für die Bestandsanlagen zur Veranschaulichung des Einflusses auf das Gesamtergebnis eine Variation mit moderaten Zusatzerlösen für Strom ergänzend betrachtet (vgl. Abbildung 6-2).

Anlage **Konzept** **Überbauung**	**Einheit**	**Biogas Bestand (EEG 2023) (Weiterbetrieb 10a) ~ 2-fach (4043 Bh)**			**Biogas Bestand (Reformvorschlag) (Weiterbetrieb 13a) ~ 3-fach (3000 Bh)**			**~ 4-fach (2500 Bh)**		
Variation der Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	3	5	7	3	5	7	3	5	7
Überbauungsfaktor		2,2	2,2	2,2	3,0	3,0	3,0	3,6	3,6	3,6
Betriebsstunden (Bh)	h/a	4.043	4.043	4.043	3.000	3.000	3.000	2.500	2.500	2.500
Volllaststunden (Vlh)	h/a	3.942	3.942	3.942	2.925	2.925	2.925	2.438	2.438	2.438
installierte elektrische Anlagenleistung	kW$_{el}$	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135
Bemessungsleistung nach Flexibilisierung	kW$_{el}$	511	511	511	379	379	379	316	316	316
spezifischer Invest (30% vom Invest Neuanlage für Bestandsanlage)	€/kW$_{Bem}$	2.681	2.681	2.681	3.557	3.557	3.557	4.329	4.329	4.329
Stromgestehungskosten	ct/kWh$_{el}$	21,3	21,3	21,3	25,1	25,1	25,1	28,4	28,4	28,4
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmeerlöse)	ct/kWh$_{el}$	19,8	18,7	17,7	23,5	22,4	21,4	26,8	25,7	24,6
Erlöse Strom		Flexzuschlag 65 €/kW			Flexzuschlag 65 €/kW			Flexzuschlag 65 €/kW		
Flexzuschlag (65 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	1,6	1,6	1,6	2,2	2,2	2,2	2,7	2,7	2,7
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (Energy Brainpool 2024)	ct/kWh$_{el}$	0,9	0,9	0,9	5,5	5,5	5,5	6,2	6,2	6,2
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	20,4	20,4	20,4	25,6	25,6	25,6	26,7	26,7	26,7
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	-1,0	-1,0	-1,0	0,4	0,4	0,4	-1,7	-1,7	-1,7
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	0,6	1,6	2,7	2,0	3,1	4,2	-0,1	1,0	2,0
Erlöse Strom		Flexzuschlag 85 €/kW			Flexzuschlag 85 €/kW			Flexzuschlag 85 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (85 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	2,2	2,2	2,2	2,9	2,9	2,9	3,5	3,5	3,5
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (Energy Brainpool 2024)	ct/kWh$_{el}$	0,9	0,9	0,9	5,5	5,5	5,5	6,2	6,2	6,2
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	20,9	20,9	20,9	26,2	26,2	26,2	27,5	27,5	27,5
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	-0,5	-0,5	-0,5	1,1	1,1	1,1	-0,9	-0,9	-0,9
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	1,1	2,2	3,2	2,7	3,8	4,9	0,7	1,8	2,9
Erlöse Strom		Flexzuschlag 105 €/kW			Flexzuschlag 105 €/kW			Flexzuschlag 105 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (105 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	2,7	2,7	2,7	3,6	3,6	3,6	4,3	4,3	4,3
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (Energy Brainpool 2024)	ct/kWh$_{el}$	0,9	0,9	0,9	5,5	5,5	5,5	6,2	6,2	6,2
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	21,4	21,4	21,4	26,9	26,9	26,9	28,3	28,3	28,3
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	0,0	0,0	0,0	1,8	1,8	1,8	-0,1	-0,1	-0,1
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	1,6	2,7	3,7	3,4	4,5	5,6	1,5	2,6	3,7
Erlöse Strom		Flexzuschlag 125 €/kW			Flexzuschlag 125 €/kW			Flexzuschlag 125 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (125 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	3,2	3,2	3,2	4,3	4,3	4,3	5,1	5,1	5,1
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (Energy Brainpool 2024)	ct/kWh$_{el}$	0,9	0,9	0,9	5,5	5,5	5,5	6,2	6,2	6,2
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	21,9	21,9	21,9	27,6	27,6	27,6	29,1	29,1	29,1
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	0,5	0,5	0,5	2,5	2,5	2,5	0,7	0,7	0,7
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	2,1	3,2	4,2	4,1	5,2	6,2	2,4	3,4	4,5

Abbildung 6-1: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten mit den möglichen Erlösoptionen für Strom in Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes, der Variation der Flex-Zuschläge und Variation der Wärmeerlöse (Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung nach Energy Brainpool 2024 [53]); Restwerte berücksichtigt.

Annahme - niedrigere Zusatzerlöse Strom im Vergleich zur Prognose Energy Brainpool

Anlage Konzept Überbauung	Einheit	Biogas Bestand (EEG 2023) (Weiterbetrieb 10a) ~ 2-fach (4043 Bh)			Biogas Bestand (Reformvorschlag) (Weiterbetrieb 13a) ~ 3-fach (3000 Bh)			~ 4-fach (2500 Bh)		
Variation der Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	3	5	7	3	5	7	3	5	7
Überbauungsfaktor		2,2	2,2	2,2	3,0	3,0	3,0	3,6	3,6	3,6
Betriebsstunden (Bh)	h/a	4.043	4.043	4.043	3.000	3.000	3.000	2.500	2.500	2.500
Volllaststunden (Vlh)	h/a	3.942	3.942	3.942	2.925	2.925	2.925	2.438	2.438	2.438
installierte elektrische Anlagenleistung	kW$_{el}$	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135
Bemessungsleistung nach Flexibilisierung	kW$_{el}$	511	511	511	379	379	379	316	316	316
spezifischer Invest (30% vom Invest Neuanlage für Bestandsanlage)	€/kW$_{Bem}$	2.681	2.681	2.681	3.557	3.557	3.557	4.329	4.329	4.329
Stromgestehungskosten	ct/kWh$_{el}$	21,3	21,3	21,3	25,1	25,1	25,1	28,4	28,4	28,4
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmeerlöse)	ct/kWh$_{el}$	19,8	18,7	17,7	23,5	22,4	21,4	26,8	25,7	24,6
Erlöse Strom		Flexzuschlag 65 €/kW			Flexzuschlag 65 €/kW			Flexzuschlag 65 €/kW		
Flexzuschlag (65 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	1,6	1,6	1,6	2,2	2,2	2,2	2,7	2,7	2,7
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	20,5	20,5	20,5	22,0	22,0	22,0	23,5	23,5	23,5
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	-0,9	-0,9	-0,9	-3,1	-3,1	-3,1	-4,9	-4,9	-4,9
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	0,7	1,8	2,8	-1,5	-0,4	0,7	-3,3	-2,2	-1,2
Erlöse Strom		Flexzuschlag 85 €/kW			Flexzuschlag 85 €/kW			Flexzuschlag 85 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (85 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	2,2	2,2	2,2	2,9	2,9	2,9	3,5	3,5	3,5
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	21,0	21,0	21,0	22,7	22,7	22,7	24,3	24,3	24,3
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	-0,4	-0,4	-0,4	-2,4	-2,4	-2,4	-4,1	-4,1	-4,1
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	1,2	2,3	3,3	-0,8	0,3	1,3	-2,5	-1,4	-0,3
Erlöse Strom		Flexzuschlag 105 €/kW			Flexzuschlag 105 €/kW			Flexzuschlag 105 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (105 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	2,7	2,7	2,7	3,6	3,6	3,6	4,3	4,3	4,3
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	21,5	21,5	21,5	23,4	23,4	23,4	25,1	25,1	25,1
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	0,1	0,1	0,1	-1,7	-1,7	-1,7	-3,3	-3,3	-3,3
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	1,7	2,8	3,8	-0,1	1,0	2,0	-1,7	-0,6	0,5
Erlöse Strom		Flexzuschlag 125 €/kW			Flexzuschlag 125 €/kW			Flexzuschlag 125 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (125 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	3,2	3,2	3,2	4,3	4,3	4,3	5,1	5,1	5,1
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2	6,2
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6	11,6
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	22,0	22,0	22,0	24,1	24,1	24,1	25,9	25,9	25,9
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	0,7	0,7	0,7	-1,0	-1,0	-1,0	-2,4	-2,4	-2,4
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	2,2	3,3	4,3	0,6	1,6	2,7	-0,8	0,2	1,3

Abbildung 6-2: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten mit den möglichen Erlösoptionen für Strom in Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes, der Variation der Flex-Zuschläge und Variation der Wärmeerlöse (moderatere Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung nach eigener Abschätzung; durchschnittlich bezuschlagter Vergütungssatz 17,81 ct/kWhel), Restwerte berücksichtigt.

Annahme - niedrigere Zusatzerlöse Strom im Vergleich zur Prognose Energy Brainpool; aktueller Höchstwert 19,83 ct/kWhel

Anlage Konzept Überbauung	Einheit	Biogas Bestand (EEG 2023) (Weiterbetrieb 10a) ~ 2-fach (4043 Bh)			Biogas Bestand (Reformvorschlag) (Weiterbetrieb 13a) ~ 3-fach (3000 Bh)			~ 4-fach (2500 Bh)		
Variation der Wärmeerlöse	ct/kWh$_{th}$	3	5	7	3	5	7	3	5	7
Überbauungsfaktor		2,2	2,2	2,2	3,0	3,0	3,0	3,6	3,6	3,6
Betriebsstunden (Bh)	h/a	4.043	4.043	4.043	3.000	3.000	3.000	2.500	2.500	2.500
Volllaststunden (Vlh)	h/a	3.942	3.942	3.942	2.925	2.925	2.925	2.438	2.438	2.438
installierte elektrische Anlagenleistung	kW$_{el}$	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135	1.135
Bemessungsleistung nach Flexibilisierung	kW$_{el}$	511	511	511	379	379	379	316	316	316
spezifischer Invest (30% vom Invest Neuanlage für Bestandsanlage)	€/kW$_{Bem}$	2.681	2.681	2.681	3.557	3.557	3.557	4.329	4.329	4.329
Stromgestehungskosten	ct/kWh$_{el}$	21,3	21,3	21,3	25,1	25,1	25,1	28,4	28,4	28,4
Stromgestehungskosten (inkl. Wärmeerlöse)	ct/kWh$_{el}$	19,8	18,7	17,7	23,5	22,4	21,4	26,8	25,7	24,6
Erlöse Strom		Flexzuschlag 65 €/kW			Flexzuschlag 65 €/kW			Flexzuschlag 65 €/kW		
Flexzuschlag (65 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	1,6	1,6	1,6	2,2	2,2	2,2	2,7	2,7	2,7
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	22,5	22,5	22,5	24,1	24,1	24,1	25,5	25,5	25,5
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	1,2	1,2	1,2	-1,1	-1,1	-1,1	-2,9	-2,9	-2,9
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	2,7	3,8	4,8	0,5	1,6	2,7	-1,3	-0,2	0,9
Erlöse Strom		Flexzuschlag 85 €/kW			Flexzuschlag 85 €/kW			Flexzuschlag 85 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (85 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	2,2	2,2	2,2	2,9	2,9	2,9	3,5	3,5	3,5
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	23,0	23,0	23,0	24,7	24,7	24,7	26,3	26,3	26,3
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	1,7	1,7	1,7	-0,4	-0,4	-0,4	-2,1	-2,1	-2,1
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	3,2	4,3	5,3	1,2	2,3	3,4	-0,5	0,6	1,7
Erlöse Strom		Flexzuschlag 105 €/kW			Flexzuschlag 105 €/kW			Flexzuschlag 105 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (105 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	2,7	2,7	2,7	3,6	3,6	3,6	4,3	4,3	4,3
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	23,5	23,5	23,5	25,4	25,4	25,4	27,1	27,1	27,1
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	2,2	2,2	2,2	0,3	0,3	0,3	-1,2	-1,2	-1,2
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	3,7	4,8	5,8	1,9	3,0	4,1	0,4	1,4	2,5
Erlöse Strom		Flexzuschlag 125 €/kW			Flexzuschlag 125 €/kW			Flexzuschlag 125 €/kW		
Flexzuschlag €/kWel (125 €/kWel)	ct/kWh$_{el}$	3,2	3,2	3,2	4,3	4,3	4,3	5,1	5,1	5,1
Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung (eigene Schätzung)	ct/kWh$_{el}$	1,0	1,0	1,0	2,0	2,0	2,0	3,0	3,0	3,0
Strom (Baseload)	ct/kWh$_{el}$	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86	6,86
EEG-Marktprämie	ct/kWh$_{el}$	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97	12,97
Erlöse Strom gesamt	ct/kWhel	24,0	24,0	24,0	26,1	26,1	26,1	28,0	28,0	28,0
Differenz (Erlöse-Kosten)	ct/kWh$_{el}$	2,7	2,7	2,7	1,0	1,0	1,0	-0,4	-0,4	-0,4
Differenz (Erlöse - Kosten, wärmebereinigt)	ct/kWh$_{el}$	4,2	5,3	6,3	2,6	3,7	4,7	1,2	2,3	3,3

Abbildung 6-3: Gegenüberstellung der ermittelten Stromgestehungskosten mit den möglichen Erlösoptionen für Strom in Abhängigkeit des Anlagenkonzeptes, der Variation der Flex-Zuschläge und Variation der Wärmeerlöse (moderatere Zusatzerlöse durch Fahrplanoptimierung nach eigener Abschätzung, anlegbarer Wert aktueller Höchstwert 19,83 ct/kWhel), Restwerte berücksichtigt.

Die Ergebnisdarstellungen zeigen, dass die Kosten für die 3-fach und knapp 4-fach überbauten Anlagenkonzepte (Bestand) nur im Falle hoher Strom- und Wärmeerlöse kompensiert werden können. Anzumerken ist, dass in den dargestellten Stromerlösen neben den Flexzuschlägen und Zusatzerlösen durch die flexible Fahrweise der Anlagen der Vergütungssatz bereits berücksichtigt ist. Während in Tabelle 6-2 der durchschnittlich bezuschlagte Vergütungssatz für Bestandsanlagen in den Ausschreibungen (4/2024: 17,81 ct/kWh$_{el}$) zu Grunde gelegt wurde, berücksichtigen die Ergebnisse in Tabelle 6-3 dagegen den aktuellen Höchstsatz der Biomasseausschreibungen für Bestandsanlagen (19,83 ct/kWh$_{el}$), um eine Bandbreite abzubilden.

Zu berücksichtigen ist zudem, dass die Zusatzerlöse nach den Prognosen von Energy Brainpool (2024) [53] mit 5,5 und 6,2 ct/kWh$_{el}$ vergleichsweise hoch fallen aus. Inwiefern diese Zusatzerlöse in Zukunft realisiert werden können, bleibt ein Risiko für den Anlagenbetreiber. Bisherige Zusatzerlöse aus der Fahrplanoptimierung der Anlagen lagen mit durchschnittlich 1 – 3 ct/kWh$_{el}$ darunter.

Werden die Ergebnisse mit den moderateren Zusatzstromerlösen betrachtet, zeigt sich, dass der anvisierte Flexzuschlag von 85 €/kW$_{el}$ selbst bei Annahme moderater Zusatzerlöse für das Anlagenkonzept mit 2.500 Bh nicht kostendeckend ist; für die 3-fach überbaute Anlage (~ 3.000 Bh) können die Kosten nur bei gleichzeitig hohen Wärmeerlösen kompensiert werden. Eine Anhebung des Flexzuschlages – ggf. als Differenzierung nach Überbauungsgrad der Anlagen – kann die Wirtschaftlichkeit der Anlagen erhöhen. Eine Umstellung der Förderung auf niedrigere Betriebsstunden sollte mit Anhebung des Flexzuschlages einhergehen, um Kostensteigerungen angemessen kompensieren zu können. Bei einer Variante der 3-fachen Überbauung (~ 3.000 Bh/a) ergibt sich ein notwendiger Flexzuschlag von mind. 100 €/kW, während eine Variante mit der 4-fachen Überbauung (~ 2.500 Bh/a) unter Berücksichtigung moderater Stromzusatzerlöse und Wärmerlöse von mind. 5 ct/kWh$_{th}$ (frei BHKW Flansch) einen Flexzuschlag von 125 €/kW erforderlich macht.

Wird eine jährlich gestufte Absenkung der Betriebsstunden angestrebt, wird empfohlen die Höhe des Flexzuschlages an dem angestrebten Flexibilisierungsgrades auszurichten, um stärkere Anreize zur Flexibilisierung der Anlagen zu setzen.

Mit Blick auf die Realisierung sinnvoller Wärmenutzungskonzepte und gleichzeitig flexibler Strombereitstellung der Anlagenkonzepte (KWK-Betrieb) wird empfohlen, die förderfähigen Betriebsstunden der Anlagen auf 3.000 bis max. 2.500 Bh /a zu reduzieren.

7. 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[4] ist eine EEG-Anlagenleistung in Höhe von 4,4 GW nicht nach dem EEG förderberechtigt [54]. 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[4] 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 [54].

Im Folgenden werden Auswertungen der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 04/2024) [55] vorgenommen, in welcher Bestandskraftwerke in Deutschland mit einer elektrischen Netto-Nennleistung von mindestens 10 MWel einzeln aufgeführt sind, sowie Nicht-EEG-Anlagen kleiner als 10 MWel. Hinsichtlich der Bioenergieanlagen außerhalb des EEG erfolgt zunächst eine Auswertung von Biomasse-HKW in Unternehmen der Papier- und Zellstoffindustrie, welche in Tabelle 7-1 aufgezeigt werden. Hier fand eine Aktualisierung der Angaben aus dem Vorgängervorhaben [35] unter Berücksichtigung der Anlagenstamm- bzw. Bewegungsdaten der BNetzA aus dem Jahr 2022 [56, 57] statt. Nachfolgend ist ferner eine Betrachtung konventioneller Anlagen dargestellt, welche Biomasse als Zusatz- bzw. Ersatzbrennstoff einsetzen (vgl. Tabelle 7-2, 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 7-3). In Tabelle 7-2 konnte seit Januar 2021 keine Aktualisierung durchgeführt werden, da die Information hinsichtlich der Zusatzbrennstoffe in den darauffolgenden Kraftwerkslisten nicht mehr aufgeführt ist.

Tabelle 7-1: Übersicht von Biomasse-HKW der Papier- und Zellstoffindustrie sortiert nach elektrischer Nennleistung (Stand 04/2024) [55]

Unternehmen/ Kraftwerksbetreiber	IBN (EEG-Vergütung seit)	Hauptbrennstoff	Zusatz- / Ersatzbrennstoffe (EBS)	EEG Förderberechtigt (ja/nein)	Elektrische Nennleistung in MW
Zellstoff Stendal GmbH	2004 (2009)	Biomasse	Heizöl, Erdgas	ja	140,27
Maxauer Papierfabrik GmbH	2010	Biomasse	Steinkohle (bei zu Feuchter Biomasse), Schlämme, Ersatzbrennstoff, Erdgas i.d.R. zur Stützfeuerung	nein	91,00
Essity Operations Mannheim GmbH	1966 / 2000 (2003)	Sulfit-ablauge	Biomasse / Erdgas	ja	73,91

[4] Keine Angaben hierzu im Monitoringbericht 2023

Unternehmen/ Kraftwerksbetreiber	IBN (EEG-Vergütung seit)	Hauptbrennstoff	Zusatz- / Ersatzbrennstoffe (EBS)	EEG Förderberechtigt (ja/nein)	Elektrische Nennleistung in MW
Mercer Rosenthal GmbH	1999 (2009)	k.A.	k.A.	ja	53,10
Model Sachsen Papier GmbH	1993	Erdgas	Papierfaserschlamm	nein	46,89
Sappi Ehingen GmbH	1990 (2000)	Biomasse	Erdgas (Stützfeuerung)	ja	13,21
Sappi Alfeld GmbH	1988 (2003)	Biomasse	k. A.	ja	13,0
UPM GmbH, Werk Schwedt	2009	Biomasse	Reststoffe aus der Papierherstellung , Altholz; alt. HEL, Erdgas	nein	2,85
Papier- u. Kartonfabrik Varel GmbH & Co. KG	2006	Biomasse	k.A.	ja	2,0
Gesamt					**436,23**

Als Hauptenergieträger kommen neben Biomasse-Brennstoffen aus der Holzaufbereitung (Holzreste und Rinde) im Wesentlichen Ablauge aus der Zellstoffproduktion oder Reststoffe aus der Altpapieraufbereitung (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 – förderberechtigt. Bei Stromerzeugungskapazitäten im Leistungsbereich größer als 20 MW_{el} verringert sich dieser Anspruch jedoch.

Insgesamt werden neun Anlagenstandorte mit einer Gesamtleistung von ca. 436 MW_{el} in Tabelle 7-1 aufgelistet. Sechs der Anlagen 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 2022 in Höhe von ca. 0,8 TWh_{el} [5, 9]. Die Auslastung dieser Anlagen lag in der Bandbreite zwischen ca. 2.527 und 7.214 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 7-1 eine jährliche Stromerzeugung von insgesamt etwa 1,117 TWh_{el}.

Zusätzlich befinden sich in der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 01/2021[5]) 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 7-2. Die beiden endgültig stillgelegten Anlagen sind hier nicht aufgeführt und bei der vorläufig stillgelegten Anlage ist die installierte elektrische Leistung in Klammern angegeben.

Tabelle 7-2: Übersicht von HKW außerhalb des EEG, welche Biomasse als Zusatzbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung (Stand 01/2021[5]) [58]

Unternehmen/ Kraftwerksbetreiber	Inbetriebnahme	Hauptbrennstoff	Zusatz- / Ersatzbrennstoffe (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 und dem Marktstammdatenregister der Bundenetzagentur 17 Stromerzeugungseinheiten an zwölf Standorten mit einer kumulierten Kraftwerksleistung von 374,26 MW_{el} der thermischen Abfallverwertung aufgelistet, welche als Hauptbrennstoff Abfall sowie so genannte „feste biogene Stoffe und Abfälle (ohne Holz)" nutzen. Die elektrische Nettonennleistung der einzelnen Einheiten beträgt zwischen 2,55 und 53,7 MW. Eine Übersicht dieser Anlagen zeigt Tabelle 7-3.

[5] Keine Angabe in darauffolgenden Kraftwerkslisten

Tabelle 7-3: Übersicht von HKW außerhalb des EEG, welche Abfall als Hauptbrennstoff einsetzen, sortiert nach elektrischer Nennleistung (Stand 04/2024) [55, 59]*

Unternehmen/ Kraftwerksbetreiber	Inbetriebnahme	Elektrische Nennleistung in MW
Stadtwerke Düsseldorf AG	17.04.2000	53,70
Stadtwerke Düsseldorf AG	06.12.1955	48,9
EEW Energy from Waste Helmstedt GmbH	31.03.1999	37,5
MVA Bielefeld-Herford GmbH	01.07.1981	34,0
Müllheizkraftwerk Rothensee GmbH	08.09.2006	33,60
Müllheizkraftwerk Rothensee GmbH	17.07.2005	29,2
EEW Energy from Waste Hannover GmbH	01.06.2005	27,2
EEW Energy from Waste Großräschen GmbH	01.12.2007	25
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH (MHKW Pirmasens Verbrennung II)	31.10.2022	16,4
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH (TREA Breisgau)	15.07.2005	14
Enertec Hameln GmbH (Turbine 2)	05.08.1952	12,62
Enertec Hameln GmbH (Turbine 5)	01.10.2009	12,26
EEW Energy from Waste Saarbrücken GmbH (AHKW Neunkirchen)	02.06.1977	[11,6]
EEW Energy from Waste Stapelfeld GmbH	01.10.1979	11,4
EEW Energy from Waste Göppingen GmbH	01.07.1975	11,0
Enertec Hameln GmbH (Turbine 1)	31.10.2000	4,93
Enertec Hameln GmbH (Turbine 6)	13.11.1970	2,55
Gesamt		**374,26**

* Hauptbrennstoff: Abfall feste biogene Stoffe und Abfälle (ohne Holz)

In der Kraftwerksliste der BNetzA [55] werden weiterhin Biomasseanlagen, welche nicht nach dem EEG förderberechtigt sind und eine Erzeugungskapazität kleiner als 10 MW_{el} aufweisen, in Summe mit 898,96 MW_{el} beziffert.

8. Bearbeitung von ad hoc Anfragen und Kurzstudien zu Fragestellungen, die sich aus den parlamentarischen Verhandlungen zu anstehenden EEG-Novellen ergeben & Kurzstellungnahmen (AP 7)

8.1. Kurzfristanalyse zu den Kostenentwicklungen von Biomasseanlagen

Aufgabenstellung:

Erstellung einer Kurzfristanalyse zu den Kostensteigerungen von Biomasseanlagen

Berichtslegung: 13.02.2024

Ergebnisse:

Veröffentlicht unter:

https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/kurzfristanalyse-biomasse-kosten.html

8.2. Ad-hoc-Anfragen

Weiterhin wurden im Berichtszeitraum mehrere Ad-hoc-Anfragen bearbeitet.

9. Fachgespräche (AP 8)

Am 22.05.2024 fand in Berlin das 1. Fachgespräch zum Thema „Flexibler Betrieb von Biogas- und Biomethananlagen durch das EEG: Stand, Hemmnisse und Ausblick" statt.

10. Anhang

10.1. Anlagenentwicklung nach Art der Biomasse-Anlage (EEG-Datenauswertungen)

Tabelle 10-1:Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) für Strom aus Biogas (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023

Bezugsjahr (Abrechnungs-jahr)	Anzahl EEG-Anlagen (Bewegungsdaten), n	Installierte elektrische Anlagenleistung, MW_{el}	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch, GWh
2018	11.210	5.106	28.484
2019	11.559	5.611	28.122
2020	11.723	5.967	28.717
2021	11.504	6.046	28.494
2022	11.538	6.094	28.086
2023*	11.612	6.191	27.658

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 10/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG Jahresabrechnungen (Bezugsjahre 2018 bis 2023) [6]; 2023* als vorläufige Auswertung der EEG-Jahresabrechnung 9/2024 für das Bezugsjahr 2023.

Tabelle 10-2:Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) für Strom aus Biomethan (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023

Bezugsjahr (Abrechnungs-jahr)	Anzahl EEG-Anlagen (Bewegungsdaten), n	Installierte elektrische Anlagenleistung, MWel	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungsanspruch, GWh
2018	1.232	609	2.885
2019	1.259	616	2.916
2020	1.213	633	2.906
2021	1.164	614	2.921
2022	1.148	610	2.543
2023*	1.107	600	2.141

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 10/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG Jahresabrechnungen (Bezugsjahre 2018 bis 2023) [6]; 2023* als vorläufige Auswertung der EEG-Jahresabrechnung 9/2024 für das Bezugsjahr 2023.

Tabelle 10-3:Auswertungen der EEG-Jahresabrechnungsdaten mit EEG-Vergütungsanspruch (ohne Selbstverbrauch) für Strom aus Fester Biomasse (aktiver Anlagenpark), Bezugsjahre 2018 - 2023

Bezugsjahr (Abrechnungs-jahr)	Anzahl EEG-Anlagen (Bewegungsdaten), n	Installierte elektrische Anlagenleistung, MWel	Netzeinspeisung mit EEG-Vergütungs-anspruch, GWh
2018	717	1.568	8.779
2019	792	1.617	8.738
2020	793	1.646	8.965
2021	716	1.603	8.408
2022	738	1.463	7.373
2023*	742	1.589	6.809

Quelle: Eigene Darstellung DBFZ, 10/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG Jahresabrechnungen (Bezugsjahre 2018 bis 2023) [6]; 2023* als vorläufige Auswertung der EEG-Jahresabrechnung 9/2024 für das Bezugsjahr 2023.

10.2. Biomasseanlagen nach IBN und Art der Biomasse

Tabelle 10-4:Entwicklung des Biomassebestandes nach Art der Biomasseanlage bis 2022 bezogen auf die installierte Anlagenleistung in MWel

Jahr der EEG-Förderung	Biomasse-anlagen im EEG (gesamt)	Biogas - NawaRo/ Gülle inkl. Gülle-kleinanlagen	Biogas - Bioabfall	Biomethan-EEG-Anlagen	Flüssige Biomasse (PÖL)	Feste Bio-masse (gesamt)
vor 2000	101	12	3	0,2	0,8	84
2000	173	23	5	0,2	0,8	144
2001	218	38	7	0,7	0,8	172
2002	360	88	7	0,9	0,9	263
2003	582	123	8	2,6	1,0	447
2004	1.171	382	25	7,4	1,8	754
2005	1.957	1.050	36	15	21	836
2006	2.970	1.872	50	35	51	962
2007	3.736	2.492	71	51	86	1.036
2008	4.195	2.848	80	62	106	1.099
2009	4.769	3.299	82	93	106	1.188
2010	5.651	4.117	87	127	107	1.213
2011	7.049	5.417	93	198	107	1.235
2012	7.377	5.537	111	339	107	1.283
2013	7.675	5.664	115	479	107	1.312
2014	7.907	5.751	123	576	107	1.350
2015	7.922	5.760	123	580	107	1.352
2016	7.946	5.782	124	581	107	1.352
2017	7.963	5.796	125	583	107	1.352
2018	7.992	5.806	132	591	107	1.356
2019	8.010	5.822	132	592	107	1.356
2020	8.063	5.837	139	593	107	1.387
2021	8.182	5.890	146	601	107	1.438
2022	8.270	5.945	146	609	107	1.463

Darstellung: eigene Auswertungen DBFZ, Stand 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022.

10.3. Auswertungen EEG-Daten – Außerbetriebnahmen für Biomasseanlagen insgesamt im Jahr 2022

Tabelle 10-5:Außerbetriebnahmen der Biomasseanlagen bezogen auf die installierte elektrische Anlagenleistung und EEG-Anlagenzahl nach IBN-Jahr

IBN Jahr	Installierte elektrische Anlagenleistung, kW_{el}	EEG-Anlagenzahl
2007	48	2
2008	7	1
2009	70	2
2010	1.177	9
2011	635	3
2012	3.111	16
2013	672	8
2014	982	7
2015	540	3
2016	343	4
2017	515	4
2018	7.540	16
2019	7.029	12
2020	5.472	15
2021	10.548	12
2022	31.475	93
2023	3.393	5
2031	90	1
keine Angabe	1.265	5
Gesamt	**74.913**	**218**

Quelle: Eigene Darstellung, DBFZ 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

10.4. EEG-Daten nach Art der Biomasse für die Sonstige Direktvermarktung für das Bezugsjahr 2022

Tabelle 10-6: Auswertungen der EEG-Daten nach Art der Biomasse mit Angabe der Anzahl der EEG-Anlagen, installierte elektrische Anlagenleistung und Netzeinspeisung für die Sonstige Direktvermarktung für das Bezugsjahr 2022

Art der Biomasse	EEG-Anlagenzahl	Installierte elektrische Anlagenleistung, MW_{el}	Netzeinspeisung sonstiger Direktvermarktung, MWh_{el}
Biogas	101	50	84.886
Biomethan	2	1	2.235
Fest Biomasse	35	386	1.389.787
PÖL	3	3	824
Gesamt	**141**	**439**	**1.477.732**

Quelle: DBFZ, 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022.

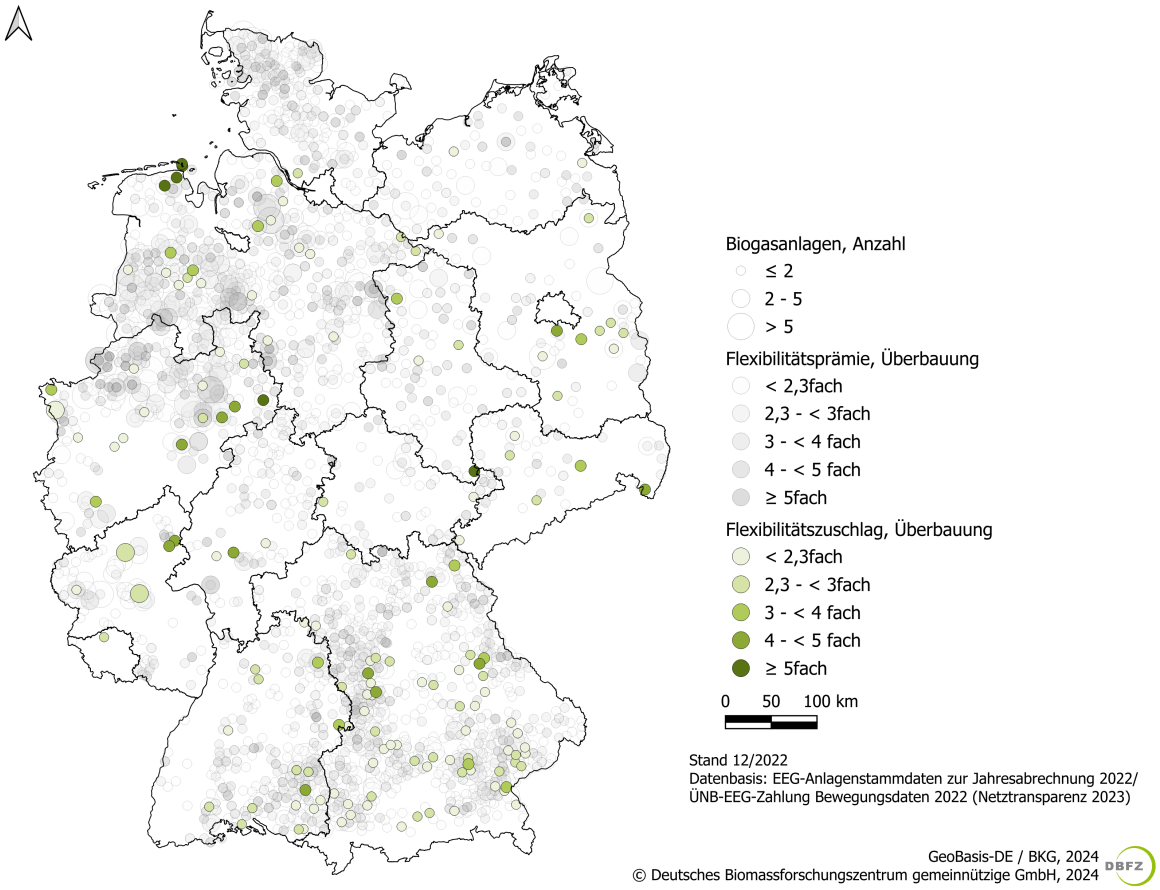
10.5. Auswertungen der EEG-Daten hinsichtlich der Volllaststunden nach Art der Biomasse und Leistungsgröße

Tabelle 10-7: Volllaststunden nach Art der Biomasseanlage, ohne Berücksichtigung der Anlagen mit Volllaststunden >8.760 h/a

Leistungsklasse, kWel	Biogas	Biomethan	Feste Biomasse	PÖL	Biomasse (gesamt)
≤ 75	6.268	4.319	3.968	714	4.886
76 - 150	5.812	4.108	4.136	634	5.207
151 - 300	6.311	4.601	4.695	840	6.018
301 - 500	5.689	4.470	4.580	1.129	5.313
501 - 750	5.818	4.941	3.641	912	5.715
751 - 1.000	4.388	4.726	4.656	0	4.408
> 1.000	3.410	3.806	5.103	75	3.599
Gesamt	**5.513**	**4.374**	**4.417**	**820**	**5.156**

Quelle: DBFZ, 08/2024. Datenbasis: Netztransparenz EEG-Jahresabrechnung [5] und Netztransparenz EEG-Anlagenstammdaten [9], Bezugsjahr 2022

10.6. Anlagenverteilung von Biogasanlagen – differenziert nach Inanspruchnahme des Flexzuschlages und der Flexprämie jeweils nach Überbauungsgrad



11. 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* (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

[3] *Deutscher Bundestag Drucksache 20/9000 --- Sonderbericht der Bundesregierung – Bessere Rechtsetzung und Bürokratieabbau in der 20. Legislaturperiode*. 26.10.2023

[4] UMWELTBUNDESAMT: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland (xlsx)*. URL https://www.umweltbundesamt.de/dokument/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren. – Aktualisierungsdatum: 2024-03-08 – Überprüfungsdatum 2024-04-17

[5] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Jahresabrechnungen 2022*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen – Überprüfungsdatum 2024-09-16

[6] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Jahresabrechnungen : 2018-2023*. URL https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen – Überprüfungsdatum 2024-09-16

[7] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Jahresabrechnungen 2023* – Überprüfungsdatum 2024-09-16

[8] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Anlagenstammdaten 2023*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten – Überprüfungsdatum 2024-09-16

[9] NETZTRANSPARENZ.DE: *EEG-Anlagenstammdaten 2022*. URL https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten – Überprüfungsdatum 2024-09-16

[10] RENSBERG, Nadja ; DENYSENKO, Velina ; DANIEL-GROMKE, Jaqueline: *DBFZ Report Nr. 50: Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland : Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan*. Leipzig, 2023 (DBFZ Report)

[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] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Herstellerbefragung : Befragung der Hersteller von Biogasaufbereitungsanlagen in Deutschland zum aktuellen Stand der Anzahl und Aufbereitungskapazität*. 2024

[17] HACKFORT, Katrin: *EnviTec Biogas feiert 1. Geburtstag des BioEnergie Parks Güstrow nach Umrüstung : Deutschlands größter Biogasproduzent zieht Bilanz aus einem Jahr Bio-LNG und CO2-Verflüssigung*. Lohne, 21.08.2024. URL https://www.envitec-biogas.de/news/envitec-biogas-feiert-1-geburtstag-des-bioenergie-parks-guestrow-nach-umruestung

[18] FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND ENERGIESYSTEMTECHNIK: *Datenbank Biogasaufbereitungsanlagen*. 2024

[19] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Kläranlagen in Deutschland*. Schriftliche Mitteilung. 2024-09-24. KASTEN, Julia (Adressat)

[20] STATISTISCHES BUNDESAMT (Destatis): *1515 Gigawattstunden Strom aus Klärgas im Jahr 2019 erzeugt : Pressemitteilung Nr. 310 vom 14. August 2020*. Wiesbaden, 14.08.2020. URL https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2020/08/PD20_310_433.html – Überprüfungsdatum 2024-09-06

[21] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Erhebung über Gewinnung, Verwendung und Abgabe von Klärgas: Deutschland, Jahre* – Überprüfungsdatum 2024-09-05

[22] SEIER, Maximilian ; SCHEBEK, Liselotte: *Flexible Stromerzeugung in kommunalen Kläranlagen: Auswirkungen auf Kraftwerkseinsatz, Strombezugskosten und Treibhausgasemissionen*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43 (2019), Nr. 3, S. 159–171 – Überprüfungsdatum 2024-09-06

[23] 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

[24] 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

[25] 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

[26] RESCHOP, Marylen: *Klärwerke als Dienstleister: Projekt „FlexAqua" will mit KI die Energieflexibilität steigern*. Wuppertal, 01.08.2024. URL https://www.uni-wuppertal.de/de/news/detail/klaerwerke-als-dienstleister-projekt-flexaqua-will-mit-ki-die-energieflexibilitaet-steigern/ – Überprüfungsdatum 2024-09-16

[27] 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

[28] 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

[29] BUNDESNETZAGENTUR (BNetzA) (Hrsg.): *Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für die Jahre 2012 bis 2022*. 2023

[30] INTERESSENVERBAND GRUBENGAS E.V.: *Grubengas*. URL http://www.grubengas.de/german/grubengas_g.htm – Überprüfungsdatum 2017-11-01

[31] 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

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

[33] BUNDESNETZAGENTUR: *Rundenübersicht zur Ausschreibung von Biomasseanlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) : Gebotstermin 01.04.2024*. – Aktualisierungsdatum: 2024-09-03

[34] BUNDESNETZAGENTUR: *Rundenübersicht zur Ausschreibung von Biomethananlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG)*. – Aktualisierungsdatum: 10/2024 – Überprüfungsdatum 31.10.24

[35] HOFFSTEDE, Uwe ; BEIL, Michael ; KASTEN, Julia ; DANIEL-GROMKE, Jaqueline ; BARCHMANN, Tino ; DOTZAUER, Martin ; STINNER, Walter ; RENSBERG, Nadja ; DENYSENKO, Velina ; SCHMIEDER, Uta ; SCHINDLER, Harry ; HOLZHAMMER, Uwe: *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz : Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas*. Endbericht. Kassel, 18.08.2023

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

[37] *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

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

[39] BUNDESNETZAGENTUR: *Marktdaten visualisieren : Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland*. URL https://www.smard.de/home – Überprüfungsdatum 2024-10-09

[40] FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V.: *Gegenüberstellung von Strompreis, Residuallast und der Strom-Einspeisemenge zukunftsweisend flexibilisierter Biogasanlagen : VisuFlex: Netz-/Systemdienlichkeit von flexibilisierten Biogasanlagen*. URL https://visuflex.fnr.de/visualisierung – Überprüfungsdatum 2024-10-10

[41] DOTZAUER, Martin: *GermanPowerMarket.database.toolbox* : Zenodo, 2024

[42] JOHANNSEN, Katharina: *ÜNB verzeichnen 161 GW an Batterie-Anschlussanfragen*. URL https://montelnews.com/de/news/8458570b-24b0-46c0-9fb4-e9c881de5660/uenb-verzeichnen-161-gw-an-batterie-anschlussanfragen – Überprüfungsdatum 2024-11-07

[43] BEIL, Michael ; KASTEN, Julia ; VÖLLINGER, Lena ; DANIEL-GROMKE, Jaqueline ; BARCHMANN, Tino ; HOLZHAMMER, Uwe: *Kurzfristanalyse zu den Kostenentwicklungen von Biomasseanlagen : Im Rahmen der Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz*. 02/2024

[44] DEUTSCHE BUNDESBANK: *Deutschland-Prognose der Bundesbank: Deutsche Wirtschaft fasst langsam wieder Tritt - Perspektiven bis 2026 : Monatsbericht - Juni 2024*. 06/2024

[45] PROGNOS: *Endkundenstrompreis für EEG-Erfahrungsbericht 2023 : Berechnungen Prognos 2023*. 2023

[46] BHKW INFOZENTRUM: *BHKW-Kenndaten 2023 : Vorläufige Daten Stand 31.01.2024*. 2023

[47] WELTEKE-FABRICIUS, Uwe: *Flexibilisierung von Biogasanlagen : Biogas bedarfsgerecht nutzen*. 2018

[48] KURATORIUM FÜR TECHNIK UND BAUWESEN IN DER LANDWIRTSCHAFT E.V. (KTBL) (Hrsg.): *Die Lohnansätze des KTBL*. 2024

[49] KFW (Hrsg.): *Konditionenübersicht für Endkreditnehmer in den Förderprogrammen der KfW Bankengruppe*. 26.07.2024

[50] FACHVERBAND BIOGAS E.V.: *Substratkosten*. In: *Biogas Journal* (05/2024)

[51] TECHNOLOGIE- UND FÖRDERZENTRUM (TFZ) (Hrsg.): *Heizwerttabellen für verschiedene Holzarten. : TFZ-Merblatt 15KU005*. 10/2015

[52] C.A.R.M.E.N. E.V.: *Marktpreise Hackschnitzel*. URL https://www.carmen-ev.de/SERVICE/MARKTUEBERBLICK/MARKTPREISE-ENERGIEHOLZ/MARKTPREISE-HACKSCHNITZEL/

[53] ENERGY BRAINPOOL: *Strompreisprognosen 2025 - 2045*. 2024

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

[55] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste 04/2024*. Bonn, 04/2024

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

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

[58] BUNDESNETZAGENTUR: *Kraftwerksliste 2021*. Bonn, 01/2021

[59] BUNDESNETZAGENTUR: *Marktstammdatenregister : Aktuelle Einheitenübersicht*. URL https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht – Überprüfungsdatum 2024-09-20