

# **Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 (KS\_BSKES)**

**Martin Dotzauer<sup>1</sup>, Tino Barchmann<sup>1</sup>, Uta Schmieder<sup>1</sup>, Nadja  
Rensberg<sup>1</sup>, Walter Stinner<sup>1</sup>, Karin Arnold<sup>2</sup>, Christine Krüger<sup>2</sup>**

<sup>1</sup> DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

<sup>2</sup> Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie



**Wuppertal  
Institut**

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum  
gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig

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

[www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)  
[info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)

Datum: 07.07.2022

Auftraggeber: Energy2market GmbH  
Weißenfelser Str. 84  
04229 Leipzig

DWR eco GmbH (Inhaltliche Begleitung)  
Albrechtstraße 22  
10117 Berlin

Herausgeber: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH  
Torgauer Straße 116  
04347 Leipzig  
Tel.: +49 (0)341 2434-112  
Fax: +49 (0)341 2434-133  
E-Mail: [info@dbfz.de](mailto:info@dbfz.de)  
Internet: [www.dbfz.de](http://www.dbfz.de)

Editorenteam: **M.Sc. Martin Dotzauer**  
Tel.: +49 (0)341 2434-385  
E-Mail: [martin.dotzauer@dbfz.de](mailto:martin.dotzauer@dbfz.de)

**M.Sc. Tino Barchmann**  
Tel.: +49 (0)341 2434-375  
E-Mail: [tino.barchmann@dbfz.de](mailto:tino.barchmann@dbfz.de)

**Dr. Ing. Karin Arnold**  
Tel.: +49 (0) 202 2492-286  
E-Mail: [karin.arnold@wupperinst.org](mailto:karin.arnold@wupperinst.org)

Erstelldatum: 07.07.2022

Projektnummer DBFZ: P3310071

Gesamtseitenzahl + Anlagen 46

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung und Kernbotschaften</b> .....	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Hintergrund und Ziel der Kurzstudie</b> .....	<b>11</b>
<b>3</b>	<b>Rahmenbedingungen</b> .....	<b>12</b>
3.1	Erfüllungsoptionen für erneuerbare Spitzenlast im Stromsystem 2035 .....	13
3.1.1	Biogas und Biomethan .....	13
3.1.2	Wasserstoff .....	14
3.2	Aktuelle Entwicklungen auf den Strommärkten .....	15
3.3	Entwicklung des Rechtsrahmens für Biomasse in Deutschland und EU .....	17
3.3.1	Europäische Energiepolitik .....	17
3.3.2	Europäische Regelungen zur Nachhaltigen Biomassenutzung.....	17
3.3.3	Nationale Energiepolitik .....	18
3.3.4	Evaluierung der nationalen Instrumente hinsichtlich der Ausbauziele .....	18
<b>4</b>	<b>Status Quo der Energiebereitstellung aus Biogas in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr</b> .....	<b>19</b>
4.1	Biogas – Vor-Ort-Verstromung.....	19
4.2	Biogasaufbereitung.....	21
4.3	Gesamtbild der Energiebereitstellung aus Biogas und Biomethan .....	22
<b>5</b>	<b>Ausbaupotentiale erneuerbarer Gase</b> .....	<b>23</b>
5.1	Potentiale Biogas .....	23
5.1.1	Szenario der Bestandsentwicklung bei Fortschreibung des EEG 2021.....	23
5.1.2	Mobilisierbare Potentiale für vergärbare Rest- und Abfallstoffe .....	25
5.1.3	Potentiale für die weitergehende Flexibilisierung der Bestandsanlagen .....	27
5.2	Potentiale für Wasserstoff .....	29
<b>6</b>	<b>Biogas und Biomethan als Flexibilitätsoptionen im Stromsystem</b> .....	<b>30</b>
6.1	Potential zur Residuallastdeckung durch Biogas und Biomethan .....	30
6.1.1	Methodik und Hintergrund .....	30
6.1.2	Analyse der modellierten Residuallastgänge .....	32
6.1.3	Ergebnisse der Stromsystem-Modellrechnung .....	33
6.2	Einordnung gegenüber der BEE-Studie: Neues Strommarktdesign .....	36
6.3	Vergleich der Ergebnisse zu den Langfrist-Energie-Szenarien der „big 5“ .....	37
<b>7</b>	<b>Diskussion der Ergebnisse in Bezug auf das energiepolitische Dreieck</b> .....	<b>40</b>
7.1	Gasförmige Energieträger im energiepolitischen Zieldreieck.....	40
7.1.1	Versorgungssicherheit .....	40
7.1.2	Klimaverträglichkeit.....	42

7.1.3	Wirtschaftlichkeit .....	43
7.2	Vergleich von Biogasanlagen mit VOV, dem Biomethan-Pfade sowie Elektrolyse-basierter Gase .....	44
<b>8</b>	<b>Anhang .....</b>	<b>45</b>
8.1	Exkurs zur Verzahnung der Biogasproduktion mit der Landwirtschaft.....	45
8.2	Annahmen zur Mobilisierbarkeit und resultierende Biogaspotentiale von bisher ungenutzten Rest- und Abfallstoffen.....	46
8.3	EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen.....	47

## Abkürzungs- und Symbolverzeichnis

Abkürzung	Erklärung
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundesimmissionsschutzgesetz
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
Biogas-VOV	Biogasanlage mit Vor-Ort-Verstromung
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
Biomethan-DZV	Biomethanaufbereitung mit dezentraler Verstromung
BioSt-NachV	Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
BtL	Biomass-to-Liquid
CNG	compressed natural gas / komprimiertes Erdgas
DIN	Deutsches Institut für Normung
DSM	Demand Side Management
DZV	Dezentrale Verstromung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FM	Frischmasse
GW	Gigawatt
GWP	global warming potential
ISO	Internationale Organisation für Normung
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
LCOE	levelized cost of electricity / Stromgestehungskosten
LNG	liquefied natural gas / Flüssigerdgas
LWK	Landwirtschaftskammer

Abkürzung	Erklärung
MWh	Megawattstunde
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NWS	Nationale Wasserstoffstrategie
PQ	power quotient / Leistungsquotient
PtH	Power to heat
PtX	Power to X
RED II	Renewable Energy Directive II   Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU 2018/2001)
THG	Treibhausgas
TWh	Terrawattstunde
VOV	Vor-Ort-Verstromung

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schema der Konversionskette zur Biogaserzeugung mit Vor-Ort-Verstromung (Biogas-VOV), Eigene Abbildung .....	13
Abbildung 2:	Schema der Konversionskette zur Biomethanerzeugung mit dezentraler Verstromung (Biomethan-DZV), Eigene Abbildung.....	13
Abbildung 3:	Schema der Konversionskette zur Wasserstofferzeugung mittels Elektrolyse und Distribution bzw. Speicherung über das (angepasste) Gasnetz mit dezentraler Rückverstromung, Eigene Abbildung.....	14
Abbildung 4:	Jahresdauerlinien der Strompreise, Primärdaten für 2022 vom 01.01.2022 bis 30.06.2022.....	15
Abbildung 5:	Durchschnittliche Preisspannen, Primärdaten für 2022 vom 01.01.2022 bis einschließlich 30.06.2022.....	16
Abbildung 6:	VisuFlex-Darstellung für die gemessene und extrapolierte Biogasleistung, die Residuallast sowie den Strompreis im Zeitraum vom 25.04.2022 bis 01.05.2022, Quelle: FNR (2022): <a href="https://visuflex.fnr.de/">https://visuflex.fnr.de/</a> .....	16
Abbildung 7:	Masse- und energiebezogener Substratinput in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen). Datenbasis: DBFZ Betreiberbefragung 2021, Bezugsjahr 2020 .....	21
Abbildung 8:	Verteilung der Biomethananlagen nach Art der Einsatzstoffe (DBFZ 6/2021, Einspeiseatlas dena (1/2021).....	21
Abbildung 9:	Vermarktung von Biomethan differenziert nach Nutzungspfaden (dena 2021).....	22
Abbildung 10:	Sankey-Flowchart für die Energiebilanzen in TWh, Biogaserzeugung und Nutzung auf Basis einer Hochrechnung für die eingesetzten Rohstoffe auf Basis der DBFZ-Betreiberbefragung, Werte gerundet, Bezugsjahr 2020; Abkürzungen: NawaRo – nachwachsende Rohstoffe, VOV – Vor Ort Verstromung, DZV - dezentrale Verstromung,.....	23
Abbildung 11:	Entwicklung installierte Leistung nach EEG 2021 (Maximalszenario) (DBFZ, 04/2022) .....	24
Abbildung 12:	Entwicklung Stromerzeugung nach EEG 2021 (Maximalszenario) (DBFZ, 04/2022).....	25
Abbildung 13:	Biogaspotentiale für ungenutzte Rest- und Abfallstoffe auf Basis des Medians der Potentialmengen und angenommener Mobilisierungsquoten .....	26
Abbildung 14:	Kumulierte Gesamtkapazität für Biogasanlagen die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, Primärdaten aus dem Markstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur (BNetzA) bis einschließlich 30.05.2022 .....	27
Abbildung 15:	Auswertung der Stamm- und Bewegungsdaten der Netzbetreiber für konsistente Datensätze der Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung die, die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, Primärdaten von netztransparenz.de .....	28
Abbildung 16:	Auszüge aus der Residuallastkurve des Stromsystems in 2035 nach S4C-KN (unveröffentlicht, eigene Darstellung).....	31
Abbildung 17:	Monatswerte der mittleren Dauer von positiven und negativen Residuallasten in Stunden (eigene Auswertung und Darstellung) .....	32
Abbildung 18:	Minderung der positiven Residuallast durch verschiedene Flexibilisierungsgrade gegenüber einer 2-fachen Überbauung mit 12 Stunden Speicherdauer.....	34

Abbildung 19: Stromerzeugung aus Erdgas im Jahr 2035 .....35

Abbildung 20: Vergleich des energetischen Biomasseeinsatzes in den Sektoren über die vier betrachteten Energie-Langfristszenarien (absolute Zahlen; eigene Zusammenstellung).....38

Abbildung 21: Prozentualer Vergleich des energetischen Biomasseeinsatzes in den Sektoren über die vier betrachteten Energie-Langfristszenarien (eigenen Zusammenstellung).....39

Abbildung 22: Nachfrage nach klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff nach Sektoren; Überblick über verschiedene Szenarien und Studie (eigene Zusammenstellung) .....39

Abbildung 23: Primärenergieeinsatz von Erdgas in Deutschland im Zeitverlauf in verschiedenen Langfrist-Szenarien (eigene Zusammenstellung und Darstellung) .....41

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1: Auswertung der ÜNB-EEG-Jahresabrechnung 2020 zur Stromeinspeisung aus Biomasse für Biogas-BHKW und Biomethan-BHKW (aktiver Anlagenpark).....19

Tabelle 2: Biogasanlagenbestand (Produktionsstandorte) in Deutschland nach Anlagenart und Substratinput 2019 - 2021,.....20

Tabelle 3: Hochrechnung der zusätzlichen Flexibilisierungspotentiale bei Ertüchtigung der Anlagen die zwar die Flexibilitätsprämie erhalten, bisher aber nur unzureichend überbaut sind. Ein  $PQ \geq 2,25$  ist im Ausschreibungsdesign mindestens erforderlich, die in AP 3 durchgeführten Rechnungen ergeben für eine hohe Systemdienlichkeit mindestens einen  $PQ \geq 4$  .....28

Tabelle 4: In der Untersuchung abgebildete Biogas-Flexibilitäts-Konfigurationen, die mit dem Maximalszenario korrespondieren .....33

Tabelle 5: Überblick über die „big 5“ – ausgewählte Energie-Langfrist- Szenarien (Klimaneutrales Deutschland 2045; BMWK Langfristszenarien, dena Leitstudie 2021, BDI Klimapfade 2.0, Ariadne).....37

Tabelle 6: Übersicht der Stärken und Schwächen für die Biogasnutzungspfade Vor-Ort-Verstromung (VOV) und der dezentralen Nutzung von Biomethan in Blockheizkraftwerken (DZV) .....44

Tabelle 7: Anteilige levelized costs of electricity (LCOE) in Bezug auf den Substrateinsatz bei unterschiedlichen Weizenpreisen und die Differenzkosten gegenüber dem berechneten Preisniveau von 2020 (46,3 EUR/t FM Maissilage), weitere Annahmen: elektrischer Wirkungsgrad 40 %, 60 % Maisanteil massebezogen, Nicht-Maissubstrate mit 15 EUR/t FM und 79 m<sup>3</sup>/t FM.....45

Tabelle 8: Potentiale und Kennzahlen für Rest- und Abfallstoffe zur Biogaserzeugung (gerundete Angaben) .....46

Tabelle 9: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2022 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur. ....47



## 1 Zusammenfassung und Kernbotschaften

Die vorliegende Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem 2035 spannt einen thematischen Bogen von den Rahmenbedingungen zur Stromerzeugung aus Biogas, über den Status Quo verschiedener Nutzungspfade und zeigt Ausbaupotentiale für Biogas und andere erneuerbare Gase auf. Darauf aufbauend wird die zukünftige Rolle von Biogas abgeleitet und eine Bewertung gegenüber Biomethan und Wasserstoff vorgenommen.

Die Biogaserzeugung und -nutzung leistet in Deutschland (Stand Juni 2022) einen relevanten und wichtigen Beitrag zur Versorgung mit erneuerbaren Energien in den Sektoren Strom, Wärme und Kraftstoffe. Zukünftig bietet eine Weiterentwicklung des Anlagenbestandes im Stromsektor die Chance, erhebliche Anteile der zunehmenden Residuallastschwankungen durch Windkraftanlagen und Photovoltaik auszugleichen, wenn dazu ein signifikanter Teil des heutigen Anlagenbestandes bis ins Jahr 2035 erhalten und gleichzeitig qualitativ weiterentwickelt wird.

Die deutsche Bundesregierung hat mit dem EEG 2023 und dem Osterpaket bis 2030 ein Ausbauziel von 80 % erneuerbare Energien im Stromsektor beschlossen und sich auf dem G7 Gipfel in Elmau im Juni 2022 zu einem klimaneutralen Stromsystem bis 2035 verpflichtet. Hohe formelle Anforderungen, geringe Vergütungssätze, gestiegene Investitions- und Finanzierungsrisiken sowie zunehmender Kostendruck zu führen aber zu einer wachsenden Diskrepanz gegenüber den Ausbauzielen für Biomasse. Der Erhalt einer relevanten Größenordnung an Biogasanlagen erfordert deshalb zukünftig bessere Rahmenbedingungen für eine höhere Investitionssicherheit und die Anpassung Einsatzstoffzusammensetzung, durch die Reduktion des Energiepflanzeneinsatzes und einer verstärkten Nutzung landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffe (Gülle, Mist, Stroh, etc.). Die Ergebnisse der Kurzstudie umfassen 5 Kernbotschaften:

### **1. Erneuerbare Gase sind elementare Bausteine für das zukünftige Stromsystem, ein Mix aus Biogas, Biomethan und Wasserstoff bietet große Chancen Versorgungsrisiken besser zu streuen.**

Die Stromproduktion wird zukünftig vor allem von Wind und PV gedeckt, wobei Erdgas in 2035 nur noch zu einem sehr kleinen Teil zur Spitzenlastdeckung beitragen wird und bis 2045 komplett aus dem Energiesystem verdrängt wird. Die Größenordnung der nachhaltig verfügbaren Biomasse zur Energieerzeugung bleibt in etwa auf dem derzeitigen Niveau erhalten, wobei zukünftig homogene und hochkalorische Biomassen bevorzugt in der Industrie nachgefragt werden. Zur Stromerzeugung werden entsprechend stärker Rest- und Abfallstoffe eingesetzt, die sich am ehesten in regional angepassten Biogasanlagen verwerten lassen, holzartige Biomasseströme werden über die Verbrennung erschlossen. Wasserstoff wird wahrscheinlich vorrangig in der Industrie zur direkten Dekarbonisierung genutzt und auf Grund hoher Bereitstellungskosten nur in geringem Umfang zur Stromerzeugung genutzt.

### **2. Die Rolle von Biogas bzw. Biomethan im Stromsystem der Zukunft besteht in der flexiblen Stromproduktion zur Glättung der Residuallast und damit als Ersatz für Erdgas in der Spitzenlast.**

Im Rahmen einer vereinfachten Betrachtung zur Residuallastglättung konnte gezeigt werden, dass mit steigenden Überbauungsfaktoren (bis  $PQ = 4$ ) eine Verbesserung der Systemintegration der fluktuierenden Einspeisung aus Wind- und Solarstrom erreicht wird. Eine darüber hinaus gehende Flexibilisierung kann aus betriebswirtschaftlicher Perspektive zielführend sein, wenn die notwendigen Retrofit-Maßnahmen amortisiert werden können. In der Studie wird in 2035 mit knapp 5 GW installierter Leistung aus Biogas und Biomethan gerechnet. Höhere Kapazitäten könnten den Beitrag von Erdgas zur Residuallast bis 2035 weiter reduzieren, wenn entsprechend mehr Biomasse zur Stromerzeugung mobilisiert wird.

### **3. Unter Fortschreibung der aktuellen Regelungen im EEG ist für Biogasanlagen trotz Flexibilisierung mit einem Rückgang der installierten Leistung als auch der Stromproduktion zu rechnen**

Die aktuellen Regelungen des EEG zeigen sowohl im Anlagenbestand als auch im Bereich der Neubauaktivität über die Ausschreibungen, das bereits heute ein Nettorückgang der installierten elektrischen Leistung als auch der erzeugten Arbeit zu beobachten ist. Wenn diese Entwicklungen fortgeschrieben werden, wird bis 2035 der Biogas-Anlagenbestand weiter schrumpfen. Im optimistischen Fall können, im hier dargestellten Maximalszenario, ca. 5 GW installierte Leistung mit 15 TWh Stromproduktion aus Biogas und Biomethan erhalten werden. Die entstehende Ökostromlücke gegenüber dem heutigen Niveau von ca. 30 TWh müsste durch zusätzliche Ausbaumengen für Wind und Solarstrom als auch alternative Flexibilitätsoptionen kompensiert werden. Da sowohl steuerbare Leistung verloren geht als auch höhere Anteile von Wind und Solarstrom den Flexibilitätsbedarf zusätzlich steigern, wird das Stromsystem hier doppelt belastet. Es sollte daher sorgfältig abgewogen werden, ob aus Gesamtsystemsicht eine Weiterentwicklung des Biogasanlagenbestandes oder die Kompensation der fehlenden Funktionen die Erreichung der Energiewendeziele bis 2035 effektiv und effizient unterstützen.

### **4. Der Rückgang der Biogasverstromung führt zu sinkenden Rohstoffbedarfen, gleichzeitig kann ein vermehrter Einsatz von Rest- und Abfallstoffen nachwachsende Rohstoffe substituieren.**

Die Einsatzstoffversorgung kann von nachwachsenden Rohstoffen, wie Maissilage, bis 2035 weitestgehend auf Rest und Abfallstoffe umgestellt werden. Zum einen führt die in der Kurzstudie angenommene rückläufige Stromproduktion aus Biogas dazu, dass der Bedarf an Einsatzstoffen grundsätzlich zurück geht. Zum anderen kann durch die Mobilisierung bisher ungenutzter Rest- und Abfallstoffe im Umfang von 17,5 TWh (bezogen auf den Heizwert der entsprechenden Biogaspotentiale), der Bedarf an Energiepflanzen zusätzlich reduziert werden. Die Auswahl der Rest- und Abfallstoffe sowie die geschätzten Mobilisierungsquoten erfolgte unter Berücksichtigung möglicher Nutzungskonkurrenzen und Einschränkungen für die Mobilisierbarkeit. Einschränkend ist hierbei zu erwähnen, dass Rest- und Abfallstoffe häufig mit höherem logistischem Aufwand, prozesstechnischen Herausforderungen sowie regulatorischen Einschränkungen verbunden sind. Einschränkungen der Flexibilität bestehen dadurch aber prinzipiell nicht, da diese technisch gesehen erst nach der Gaserzeugung ansetzt.

### **5. Im Anlagenbestand besteht ein erhebliches Potential zur weitergehenden Flexibilisierung. Ohne Anpassung des Regulierungsrahmens und einer Abmilderung von Risiken für die notwendigen Investitionen kann dieses aber nur teilweise für das Energiesystem erschlossen werden.**

Im Kern dürften trotz der aktuell attraktiven Preissignale auf den Strommärkten für viele Anlagenbetreibende bzw. deren Hausbanken die finanziellen Risiken für weitere Flexibilisierungsmaßnahmen überwiegen und ein wesentlicher Grund für die derzeit geringe Investitionsdynamik in diesem Bereich sein. Vor allem die Kombination aus der feststehenden Laufzeitbegrenzung der Flexibilitätsprämie für Anlagen, die diese bereits beziehen, zusammen mit der verkürzten Förderdauer von nur 10 Jahren für Bestandsanlagen im Ausschreibungsdesign erschweren die Abschreibung von zusätzlichen Anlagenkomponenten über deren technische Laufzeit. Die durch das EEG abgesicherten Zeiträume zur Refinanzierung von BHKW, Gas- und Wärmespeicher sind damit gegenüber Neuanlagen bzw. bei erstmaliger Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie deutlich verkürzt. Diese Hemmnisse ließen sich entweder durch eine Anpassung der Flexibilitätsprämie (Stichwort Stauchungsmodell) oder eine Angleichung der Vergütungsdauer für Bestandsanlagen auf 20 Jahre beseitigen. Welcher Ansatz dabei den kosteneffizientesten Weg darstellt und ob auch das aktuelle Vergütungsniveau ausreicht um eine nachhaltige Betriebsperspektive für eine relevanten Größenordnung von Anlagen zu sichern, bedarf einer weitergehenden Analyse.

## 2 Hintergrund und Ziel der Kurzstudie

Die derzeitige Bundesregierung verfolgt das ambitionierte Ziel einer umfassenden Beschleunigung des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf 80 % bis 2030. Bis 2035 soll dieser Anteil weiter steigen und dann eine nahezu vollständig erneuerbare Stromversorgung erreicht werden. In einem weiteren Schritt ist bis 2045 die notwendige Defossilisierung des gesamten Energiesystems hin zu einer sektorübergreifenden Klimaneutralität als übergeordnetes Ziel vorgesehen. Dabei wächst die Bedeutung des Stromsektors, da zukünftig ein wachsender Anteil der Sektoren Wärme und Mobilität im Zuge der Sektorenkopplung elektrifiziert wird.

Beide Entwicklungen führen zu wachsender Volatilität durch Umstrukturierungen im Kraftwerkspark (Ausbau Wind & PV) als auch durch neue Verbraucher (E-Mobilität, Wärmepumpen). Um beim geplanten Rückbau fossiler Erzeugungskapazitäten die Versorgung weiterhin zu gewährleisten, stehen eine Reihe von kombinierbaren Flexibilitätsoptionen zur Verfügung: (1) Ausbau und Digitalisierung der Stromnetze, (2) Demand-Side-Management (DSM), (3) Power to heat (PtH) bzw. Power to X (PtX), (4) Pumpspeicherkraftwerke, (5) Batteriespeicher und (6) erneuerbare Spitzenlasterzeugung. Für die erneuerbare Spitzenlasterzeugung kommen im Prinzip aber nur drei Technologiepfade in Frage, die mengenmäßig einen relevanten Beitrag leisten können: (1) Wasserstoff, (2) die direkte Nutzung von Biogas in Vor-Ort-Verstromungsanlagen sowie (3) die Aufbereitung Biogas zu Biomethan, dessen Einspeisung ins Erdgasnetz und die anschließende Nutzung in BHKW oder Gaskraftwerken.

Gerade vor dem Hintergrund der aktuellen geopolitischen Umwälzungen und den sich abzeichnenden Knappheiten für fossiles Gas soll im Rahmen dieser Kurzstudie evaluiert werden, in welchem Umfang der bestehende nationale Biogasanlagenpark optimaler als substanzieller Baustein für das Stromsystem (weiter-) entwickelt werden kann. Dabei werde folgende Fragestellungen bearbeitet:

**Welchen Beitrag kann Biogas zur erneuerbaren Stromproduktion [TWh] in 2035 leisten?**

**Wie stark lässt sich das Biogaspotential zur Glättung der Residuallast nutzen und wie müssten die Anlagen dazu idealer Weise konfiguriert sein?**

**In welcher Rolle bzw. Konkurrenz befindet sich die Vor-Ort-Verstromung aus Biogas im Vergleich zur Erzeugung und Nutzung von Biomethan und Wasserstoff?**

Die Studie adressiert hierzu die Zielkonflikte für den langfristig wachsenden Bedarf an Biomasse in Richtung einer stofflichen Nutzung (Stichwort: Bioökonomie). Diese Kurzstudie baut auf bereits bestehenden wissenschaftlichen Grundlagen auf und berücksichtigt die Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks (Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit) mit Schwerpunkt auf dem Gesamtsystem, um die jeweilige Bedeutung von Biogas und Biomethan heraus zu arbeiten und Handlungsoptionen für die nächsten Schritte der Energiewende aufzuzeigen. Die Kurzstudie gliedert sich dazu in folgende Kapitel:

- Rahmenbedingungen
- Status Quo der Energiebereitstellung aus Biogas und Biomethan
- Ausbaupotentiale für Biogas und Wasserstoff
- Biogas und Biomethan als Flexibilitätsoptionen im Stromsystem
- Ergebnisdiskussion

### 3 Rahmenbedingungen

In vielen Energiewendeszenarien ist die Residuallastdeckung, die Restlast nach Verrechnung von fluktuierender Einspeisung und Stromnachfrage, eine besondere Herausforderung. Diese wird<sup>1</sup> zum großen Teil durch Ausgleichsmaßnahmen und Stromspeicher bedient, für die verbleibenden Bedarfe werden aber gasbasierte Spitzenlasterzeuger erforderlich sein. Hierfür kommen im Zieljahr 2035 sowohl biogene Gase als auch Wasserstoff<sup>2</sup> in Frage; Erdgas wird dann wahrscheinlich nur noch im niederen einstelligen Prozentbereich und nach 2035 aufgrund des sich verknappenden CO<sub>2</sub>-Budgets überhaupt nicht mehr eingesetzt (vgl. Kap. 6)

Politisch wird der Transformationsprozess im deutschen Stromsektor vor allem über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) reguliert. Das aktuell geltende EEG aus dem Jahr 2021 wurde 2022 durch das „Osterpaket“ weiterentwickelt und soll durch das geplante „Sommerpaket“ weitere Anpassungen erfahren. Der Gesetzgeber hat für die flexible Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan bereits in der EEG-Novelle 2012 mit der Flexibilitätsprämie und der verpflichtenden Direktvermarktung die Weichenstellungen für eine Residuallastorientierte Fahrweise vorgenommen. Als übergeordneter Prozess zur Umgestaltung des Strommarktdesigns plant das BMWK außerdem die Plattform Klimaneutrales Stromsystem einzurichten<sup>3</sup>, ein Dialogformat das noch im Jahr 2022 Vorschläge für einen zukunftsfesten Strommarkt erarbeiten soll. Die Kurzstudie soll für diesen Prozess wichtige Impulse liefern und darüber hinaus auch die im Koalitionsvertrag vereinbarte Erarbeitung einer Biomassestrategie<sup>4</sup> in dieser Legislaturperiode adressieren, die über den Stromsektor hinaus Leitplanken für die energetische Biomassenutzung setzen soll.

Die aktuell geltenden Rahmenbedingungen sollten dabei hinsichtlich der langfristigen Ziele evaluiert und für die Erreichung der Zielmarken überarbeitet werden, da die derzeitigen Entwicklungen an den geplanten Zielen vorbei gehen (vgl. Kapitel 5.1.1). Für die erneuerbare Spitzenlast kommen zukünftig die Biomasseverstromung, Speicherwasser-Kraftwerke oder Gaskraftwerke z.B. mit grünem Wasserstoff in Frage. Während die Potentiale für Speicherwasserkraftwerke in Deutschland auf Grund der Topografie begrenzt sind und die Wasserstoffwirtschaft noch im Pilotstadium ist, sind die Technologien und Infrastrukturen für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse bereits etabliert. Insgesamt leisteten Bioenergieanlagen (ohne Deponie-, Gruben- und Klärgas) mit zuletzt 8,9 GW<sub>el</sub> installierter Leistung und 43 TWh<sub>el</sub> einen wesentlichen Beitrag zur erneuerbaren Stromerzeugung (vgl. Kapitel 4).

Durch den Ukrainekrieg und der damit verbundenen Androhung von Sanktionen oder Lieferkürzungen von Erdöl und Erdgas, wird wieder verstärkt über den Stand und die Entwicklungsperspektiven der Biogasbranche diskutiert, die ein Baustein für eine sichere, erneuerbare und kostenoptimale Energiewende sein kann. Neben der sich verschlechternden Versorgungssicherheit sind damit auch sicherheitspolitische Aspekte verbunden, die eine höhere Importunabhängigkeit erfordern. Die Kurzstudie soll dazu relevante Beiträge liefern und aufzeigen, welche Rohstoff- sowie Anlagenseitigen Potentiale vorhanden sind und welche Hemmnisse oder Zielkonflikte bei der Hebung zu erwarten sind.

---

<sup>1</sup> Wuppertal Institut: Szenario „Klimaschutz“ im Projekt SCI4climate (S4C-KN) <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/801>

<sup>2</sup> Im Sinne der Energietransformation ist hier ausschließlich grüner Wasserstoff gemeint.

<sup>3</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (2022): Eröffnungsbilanz Klimaschutz, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111\\_eroeffnungsbilanz\\_klimaschutz.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=22](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/220111_eroeffnungsbilanz_klimaschutz.pdf?__blob=publicationFile&v=22)

<sup>4</sup> Koalitionsvertrag zwischen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP, (2021), <https://www.bundesregierung.de/resource/blob/974430/1990812/04221173eef9a6720059cc353d759a2b/2021-12-10-koav2021-data.pdf?download=1>

### 3.1 Erfüllungsoptionen für erneuerbare Spitzenlast im Stromsystem 2035

Da die Rolle von Biogas, Biomethan und Wasserstoff im Stromsektor vor allem darin gesehen wird einen zielgerichteten Beitrag zur Spitzenlastdeckung zu erbringen werden diese Optionen kurz charakterisiert.

#### 3.1.1 Biogas und Biomethan

Biogas kann zur Stromerzeugung über zwei Konversionsketten genutzt werden, wobei eine Möglichkeit darin besteht die Biogaserzeugung direkt mit einer Vor-Ort-Verstromung (Biogas-VOV) zu koppeln. Dabei wird wie in Abbildung 1 dargestellt das erzeugte Biogas über einen Gasspeicher einem lokalen BHKW zugeführt und dort in Strom und Wärme umgewandelt. Bei passender Dimensionierung von Rohgasproduktion bzw. Bemessungsleistung (über das Jahr gemittelte Leistung,  $P_{Bem} = W_{el} / 8760$ ), der Gasspeicherkapazität und einer installierten Leistung die signifikant größer als die Bemessungsleistung ist kann eine flexible Fahrweise realisiert werden. Üblicherweise erfolgt dann bei einer kontinuierlichen Gaserzeugung die Verstromung an ausgewählten Tagesstunden. So würde sich bei einer Bemessungsleistung von  $P_{Bem} = 400$  kW und einer installierten Leistung von  $P_{el} = 960$  kW ein Überbauungsgrad bzw. Leistungsquotient von  $PQ = 2,4$  mit mittlerer Laufzeit von 10 h/d ergeben.

Ein gezieltes Substratmanagement kann die Gasproduktion modulieren und so eine noch größere Flexibilität ermöglichen. Im obigen Beispiel könnte in Niedriglastphasen eine Absenkung der täglichen Bemessungsleistung um 50 % auf  $P_{Bem} = 200$  kW den PQ auf 4,8 steigern und die BHKW-Laufzeit auf 5 h/d reduzieren. Umgekehrt könnte in Hochlastzeitphasen eine Erhöhung der Bemessungsleistung um 50 % auf 600 kW den PQ auf 1,6 senken und die Laufzeiten auf 15 h/d erhöhen.

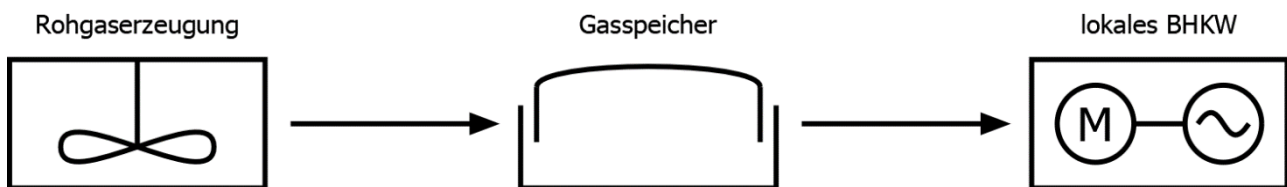


Abbildung 1: Schema der Konversionskette zur Biogaserzeugung mit Vor-Ort-Verstromung (Biogas-VOV), Eigene Abbildung

Der zweite Konversionspfad zur Stromerzeugung aus Biogas beginnt mit der Rohgaserzeugung, der Gastrennung und anschließenden Verdichtung sowie Einspeisung in das bestehende Erdgasnetz (vgl. Abbildung 2). Anschließend wird das eingespeiste Biomethan, das technisch mit Erdgas identisch ist, bilanziell in dezentralen BHKW oder Gasturbinen bzw. Gas- und Dampfturbinenkraftwerken, zur Strom- und Wärmeerzeugung eingesetzt. Dieser Konversionspfad bietet einen sehr hohen Grad an Flexibilität da das Gasnetz keine Restriktionen hinsichtlich der BHKW-Laufzeiten setzt. Biomethan wird vor allem zur Stromerzeugung, in geringen Mengen aber auch im Verkehr oder zur reinen Wärmeerzeugung genutzt.

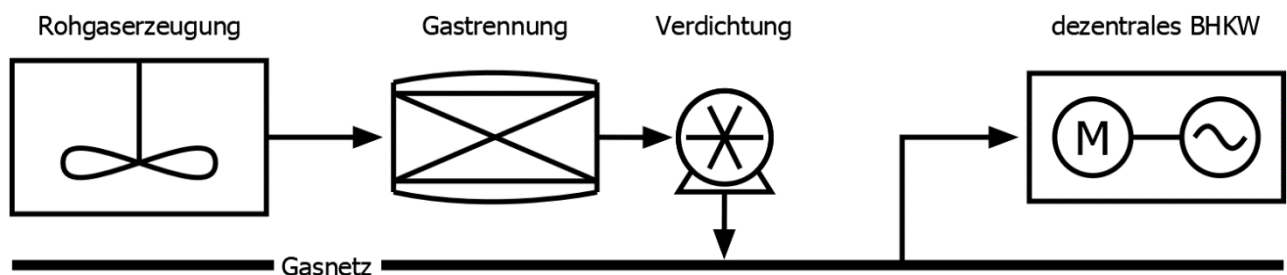


Abbildung 2: Schema der Konversionskette zur Biomethanerzeugung mit dezentraler Verstromung (Biomethan-DZV), Eigene Abbildung



### 3.1.2 Wasserstoff

Wasserstoff wird derzeit als wesentliches Element der Energiewende diskutiert. Wasserstoff teilt dabei viele Eigenschaften mit denen von Biogas bzw. Biomethan. Beide sind gasförmiger Energieträger mit guter Speicherbarkeit und potentiell sehr ähnlichem Einsatzspektrum wie etwa zur Spitzenlastdeckung im Stromsystem, aber auch zur Wärmebereitstellung. Wasserstoff kann zudem als Reduktionsmittel und Rohstoff in Prozessen der Grundstoffindustrie dienen, etwa in der Stahlproduktion. Beide Energieträger sind zudem nur begrenzt verfügbar, so dass ihr Einsatz im Zeitverlauf sorgfältig priorisiert werden muss. Auf der Zeitachse ist Biogas in Deutschland derzeit in nennenswertem Umfang bereits verfügbar (vgl. Kap. 5.1), während der Hochlauf der Wasserstoffproduktion erst startet (vgl. Kap. 5.2).

Der Emissionsfaktor von Wasserstoff ist abhängig von der eingesetzten Primärenergie, was sich in der energiepolitischen Debatte in den verschiedenen „Farben“ von Wasserstoff widerspiegelt. Grüner Wasserstoff wird dabei ausschließlich aus erneuerbaren Energien hergestellt, während grauer H<sub>2</sub> aus fossilen Quellen stammt, wird blauer H<sub>2</sub> auf fossile Quellen erzeugt und das anfallende CO<sub>2</sub> über eine Abscheidung und Lagerung neutralisiert. Eine Festlegung der Emissionsfaktoren für grünen Wasserstoff erfolgt derzeit im *Delegated Act zur RED II*<sup>5</sup> der EU.

Im Rahmen dieser Kurzstudie wird ausschließlich grüner Wasserstoff auf Basis der Wasserelektrolyse betrachtet (vgl. Abbildung 3) der über die Option der Rückverstromung ebenso wie Biogas zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden kann. Die Fragen, ob und in welchem Rahmen auch blauer Wasserstoff als „Türöffner“ eingesetzt werden könnte und bis zu welchem Maß dies klimaverträglich sein könnte, wird in diesem Kontext nicht untersucht.

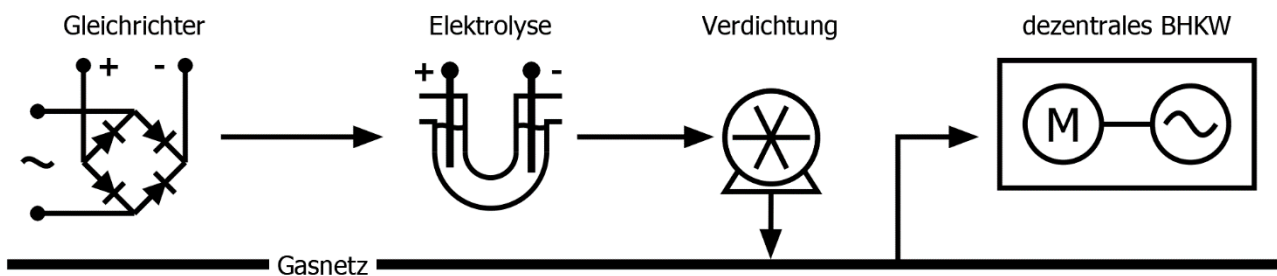


Abbildung 3: Schema der Konversionskette zur Wasserstoffherzeugung mittels Elektrolyse und Distribution bzw. Speicherung über das (angepasste) Gasnetz mit dezentraler Rückverstromung, Eigene Abbildung

Die Rolle von Wasserstoff wird vielfach generell als Speicher von erneuerbarem Strom gesehen, wobei vor allem negative Residuallasten, oft auch umgangssprachlich mit „Überschuss-Strom“ als Primärenergiequelle diskutiert werden. Daneben treten in Deutschland auf Grund von Netzengpässen immer wieder Abregelungen von Erneuerbaren-Energie-Anlagen auf, die alternativ per Elektrolyse zu Wasserstoff umgewandelt werden könnten. Die so gewinnbaren Wasserstoffmengen sind inländisch aber nur in vergleichsweise geringen Mengen produzierbar, sodass in der nationalen Wasserstoffstrategie (NWS<sup>6</sup>) bzw. dem dazu veröffentlichten Fortschrittsbericht<sup>7</sup> die Suche nach internationalen Partnern empfohlen wird, um die in Deutschland benötigten Mengen bereitstellen zu können (vgl. Kapitel 5.2).

<sup>5</sup> [https://ec.europa.eu/info/news/commission-launches-consultation-regulatory-framework-renewable-hydrogen-2022-may-20\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/commission-launches-consultation-regulatory-framework-renewable-hydrogen-2022-may-20_en)

<sup>6</sup> Nationale Wasserstoffstrategie; BMBF, 2020; <https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

<sup>7</sup> Fortschrittsbericht zur NWS; BMWK 2021; [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=16](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16)

### 3.2 Aktuelle Entwicklungen auf den Strommärkten

Die aktuellen Preissteigerungen auf der Einsatzstoffseite der Biogasproduktion (vgl. Anhang 8.1) sind im Zusammenhang mit den ebenfalls gestiegenen Mehrerlöspotential am Strommarkt zu betrachten.

Der grundlegende Zusammenhang bei der Flexibilisierung von Biogasanlagen besteht aus einer Spreizung der installierten Leistung und der Bemessungsleistung. Das Verhältnis beider Kenngrößen kann als Leistungsquotient (PQ)<sup>8</sup> beschrieben werden und wird häufig als Überbauungsgrad bezeichnet. Ein  $PQ = 2$  bedeutet dabei, dass eine Biogasanlage eine doppelt so hohe installierte Leistung im Verhältnis zur Bemessungsleistung aufweist und damit bei konstanter Gasproduktion die tägliche Stromerzeugung auf 12 h konzentriert werden kann.

Die seit Ende 2020 einsetzenden Preissteigerungen auf den Märkten für fossile Energieträger wie Gas, Öl und Kohle haben an der Strombörse zur Erhöhung des mittleren Preisniveaus als auch der Preisvolatilität geführt<sup>9</sup>. Dieser Trend hat sich 2022 vor allem mit Ausbruch des Ukraine-Krieges und den dadurch gestiegenen Unsicherheiten sowie den verschiedenen Sanktionspaketen weiter fortgesetzt<sup>10</sup>.

Biogasanlagen können über Direktvermarkter in verschiedenen Marktsegmenten aktiv sein: Fahrplanbetrieb in Stundenintervallen am day-ahead-Markt, innertägige Fahrplananpassungen für den Intraday-Markt und ergänzende Regelernergievermarktung. Bei ausreichend dimensioniertem Gas- und Wärmespeicher konzentrieren Biogasanlagen ihre Erzeugung auf die teuersten Tagesstunden, wodurch das absolute Strompreisniveau zum Teil die EEG-Vergütung (ca. 220 EUR/MWh) übersteigen kann (vgl. Abbildung 4). Im EEG werden diese Mehreinnahmen aktuell nicht mit den Vergütungszahlungen saldiert.

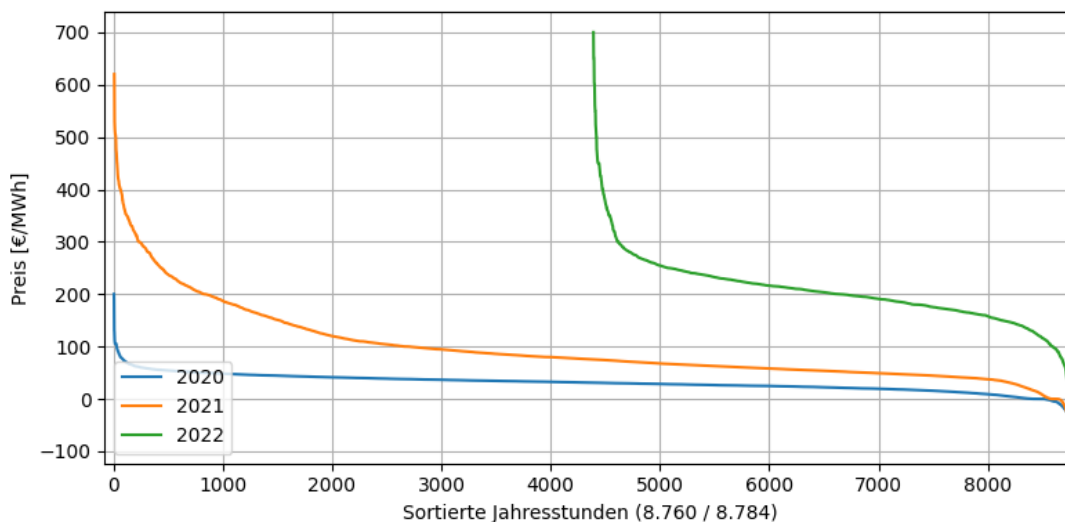


Abbildung 4: Jahresdauerlinien der Strompreise, Primärdaten für 2022 vom 01.01.2022 bis 30.06.2022<sup>11</sup>

Durch eine preisorientierte Fahrweise können Mehrerlöse erwirtschaftet werden, wenn das Preisniveau in den Stunden der Stromerzeugung über dem Monatsmittel der Strompreise am day-ahead-Markt liegt.

<sup>8</sup> How to measure flexibility - Performance indicators for demand driven power generation from biogas plants, Martin Dotzauer et. al. (2019), <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.10.021>

<sup>9</sup> Preisrally an den Energiemärkten, Simon Größ, Energy Brainpool, Energy BrainBlog, (2021): , <https://blog.energybrainpool.com/preisrally-an-den-energiemaerkten/>

<sup>10</sup> Energiemarkt-Rückblick April 2022, Sila Akat, Energy Brainpool (2022), <https://blog.energybrainpool.com/energiemarkt-rueckblick-april-2022/>

Die möglichen Mehrerlöse orientieren sich an den dynamischen Preisspannen für die jeweils teuersten Stunden eines Tages (vgl. Abbildung 5). Auch hier zeigt sich ein deutlicher Auftrieb über die Jahre 2020, 2021 und 2022. Die für Anlagenbetreibende effektiv realisierbaren Beträge sind abhängig von den technischen Freiheitsgraden (Überbauungsfaktor, Gasspeicher, Wärmelieferverpflichtungen) sowie der Prognosegüte bei der Fahrplanerstellung seitens der Direktvermarkter.

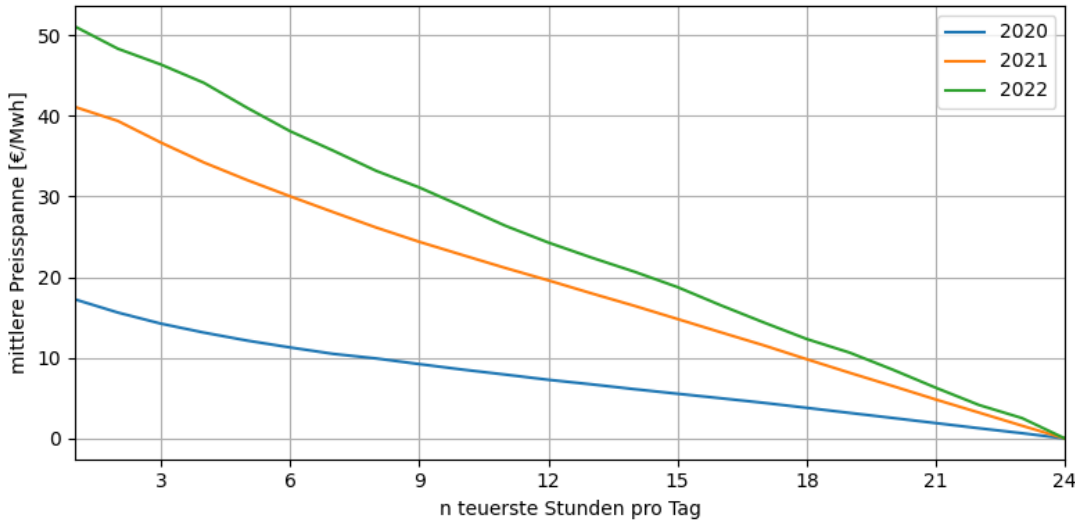


Abbildung 5: Durchschnittliche Preisspannen<sup>11</sup>, Primärdaten für 2022 vom 01.01.2022 bis einschließlich 30.06.2022

Ausgewählte Biogasanlagen übertragen über ihre Direktvermarkter zeitlich aufgelöste Einspeisedaten an das Informationsportal „Visuflex“<sup>12</sup> der FNR (vgl. Abbildung 6). Die Abbildung macht deutlich, dass der Markt bereits passende Preissignale für einen flexiblen Betrieb setzt und die erfolgreich flexibilisierten Anlagen mit einer preisorientierten Fahrweise gezielt die Residuallastschwankungen kompensieren.

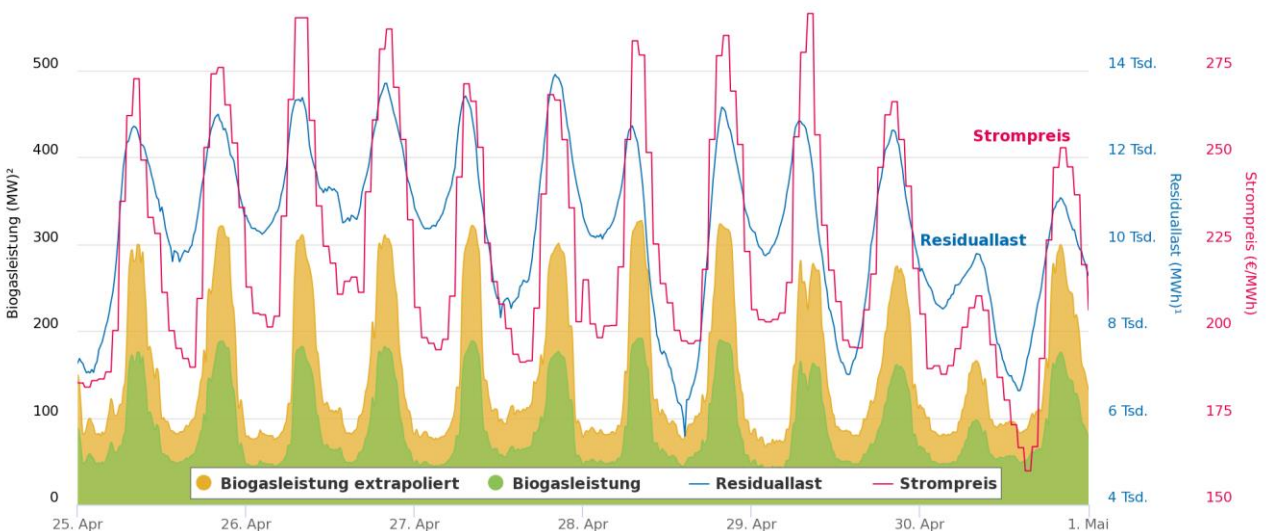


Abbildung 6: VisuFlex-Darstellung für die gemessene und extrapolierte Biogasleistung, die Residuallast sowie den Strompreis im Zeitraum vom 25.04.2022 bis 01.05.2022, Quelle: FNR (2022): <https://visuflex.fnr.de/>

<sup>11</sup> GermanPowerMarket.database.toolbox (2022), [https://gitlab.com/M.Dotzauer/gpm\\_dbtb](https://gitlab.com/M.Dotzauer/gpm_dbtb)

<sup>12</sup> Visualisierung der Netz-/Systemdienlichkeit flexibilisierter Biogasanlagen (VisuFlex), FNR (2022): <https://visuflex.fnr.de/>



### 3.3 Entwicklung des Rechtsrahmens für Biomasse in Deutschland und EU

Da die Entwicklungen und Transformationsprozesse der Energiewende maßgeblich durch energiepolitische Rahmensetzungen auf der europäischen und nationalen Ebene beeinflusst werden, werden nachfolgend die wesentlichen Instrumente und Prozesse beschrieben.

#### 3.3.1 Europäische Energiepolitik

Auf der europäischen Ebene sind für die weitere Transformation des Energiesystems eine Reihe von Maßnahmenpaketen und Richtlinien verabschiedet worden. Als übergeordnetes Maßnahmenpaket fungiert der „Green Deal“ als Treiber für eine ökologische und soziale Umgestaltung der Wirtschaft mit dem Ziel, 2050 Netto-Null-Emissionen zu erreichen und dabei auch soziale und regionale Wohlstandgefälle abzumildern<sup>13</sup>. Als erste Zwischenetappe zur Zielerreichung soll bis 2030 das Emissionsniveau bezogen auf den Ausgangswert von 1990 um mindestens 55 % reduziert werden. Dazu hat die EU das „Fit for 55“ Paket verabschiedet, in dem ein Dreiklang aus verschärften Klimazielen, marktorientierten Maßnahmen und ordnungsrechtlichen Vorschriften enthalten ist. Unter anderem wird dabei für die Regulierung der internationalen Märkte für erneuerbare Gase ein Mengenziel zur Erzeugung von Biomethan in Höhe von 17 Mrd. Kubikmetern vorgeschlagen<sup>14</sup>. Im Lichte des Ukrainekrieges hat die Europäische Kommission ihr Ziel für die Biomethanproduktion bis 2030 von 17 auf 35 Milliarden Kubikmeter pro Jahr verdoppelt.<sup>15,16</sup>.

#### 3.3.2 Europäische Regelungen zur Nachhaltigen Biomassenutzung

Die Nachhaltigkeit der energetischen Biomassenutzung wird öffentlichen kontrovers diskutiert und hat sich auch in entsprechenden europäischen Richtlinien niedergeschlagen. Im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (RED II) wurde die nationale Umsetzung in Deutschland durch die Überarbeitung der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) Ende 2021 umgesetzt<sup>17</sup>. Die BioSt-NachV regelt bei Anlagen ab 2 MW Feuerungswärmeleistung (ca. 800 kW installierte elektrische Leistung bei einem BHKW-Wirkungsgrad von 40 %), dass die gesamte Wertschöpfungskette der Biomasse von der Erzeugung bis hin zur Verstromung betrachtet und zertifiziert werden muss.

Dabei ist eine Zertifizierung ab Inkrafttreten der novellierten BioSt-NachV Voraussetzung für Vergütungsansprüche im EEG. Die BioSt-NachV definiert dabei Anforderungen an landwirtschaftliche und forstliche Biomasse und Mindestquoten für die Vermeidung von Treibhausgasen (THG) im Vergleich zur fossilen Stromerzeugung. Insbesondere legt die BioSt-NachV fest, dass energetisch genutzte Biomasse nicht von Flächen mit hohem Wert für die biologische Vielfalt stammen dürfen (z.B. Feuchtgebiete, Naturschutzgebiete, Moorstandorte), wenn diese Biomassegewinnung dort nachweislich nicht dem Schutzzweck dient.

<sup>13</sup> Europäischer Grüner Deal, [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_de](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de)

<sup>14</sup> Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council on the internal markets for renewable and natural gases and for hydrogen, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:52021SC0457>

<sup>15</sup> REPowerEU, <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/attachment/871871/Factsheet%20-%20REPowerEU.pdf>

<sup>16</sup> [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/welcome-jec-website/reference-regulatory-framework/renewable-energy-recast-2030-red-ii_en)

<sup>17</sup> Nachhaltige Biomasseherstellung, Nachhaltigkeitszertifizierung nach der Richtlinie 2018/2001 (RED II), BLE (2022): <https://www.ble.de/DE/Themen/Klima-Energie/Nachhaltige-Biomasseherstellung/NachhaltigeBiomasseherstellung.html>

### 3.3.3 Nationale Energiepolitik

Auf der nationalen Ebene ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit dem erstmaligen Inkrafttreten im Jahr 2000 das wesentliche Instrument zur Steuerung des Ausbaus der Verstromungskapazitäten für Biogas-Vor-Ort-Verstromung (Biogas-VOV) und Biomethan-Dezentrale-Verstromung (Biomethan-DZV). Im EEG 2012 wurde erstmals die Flexibilitätsprämie zur Förderung flexibler Leistung ins EEG aufgenommen. Über einen Bezugszeitraum von 10 Jahren wird damit der Grundstein für einen Paradigmenwechsel für die Stromerzeugung aus Biogas und Biomethan gelegt. Da die Vergütungsdauer mit der erstmaligen Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie beginnt und eine wiederholte Erhöhung der installierten Leistung diesen Zeitraum nicht verlängert, ist es für Anlagenbetreibende wirtschaftlich unattraktiv die installierte Leistung nachträglich weiter zu erhöhen.

Mit den EEG-Novellen 2014, 2017 wurde der Wechsel von der Festvergütung zum Ausschreibungsdesign vollzogen und gleichzeitig das Vergütungsniveau abgesenkt, so dass seitdem der Neubau von Anlagen stark zurück gegangen ist. Im Ausschreibungsdesigns sind neben Neuanlagen mit 20-jähriger Laufzeit auch Gebote für Bestandsanlagen mit einer 10-jährigen Anschlussvergütung zulässig. Mit der letzten EEG-Novelle im Jahr 2021 wurde eine separate Ausschreibung für hochflexible Biomethan-BHKW eingeführt, die zukünftig ausschließlich in Süddeutschland errichtet werden sollen.

Die jüngsten Anpassungen des EEG im Rahmen des „Osterpaketes“ enthalten in Bezug auf die Stromerzeugung aus Biomasse nur wenige Änderungen, außer dass das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) die Biomassenutzung auf hochflexible Spitzenlastkraftwerke fokussieren möchte. Dazu soll das Ausschreibungsvolumen für Biomasse schrittweise reduziert und das für hochflexibles Biomethan ab 2023 auf 600 MW p.a. angehoben werden. Damit sollen explizit knappe Biomasseressourcen für die Dekarbonisierung im Verkehr- und Industriesektor umgeschichtet werden.

Der jüngste Kabinettsentwurf zum EEG 2023 hat als übergeordnetes Ziel bis 2030 eine erneuerbare Stromproduktion von 80 % fest geschrieben<sup>18</sup>. Dabei werden die Ausschreibungsmengen für Biomasseanlagen degressiv von 600 MW auf 300 MW in 2028 gesenkt, wobei das Volumen für hochflexible Biomethan-BHKW bei 600 MW liegen soll. Weiterhin soll für Biomethan-Anlagen die Anzahl der förderfähigen Volllaststunden abgesenkt werden und das Vergütungsniveau gleichzeitig erhöht werden.

### 3.3.4 Evaluierung der nationalen Instrumente hinsichtlich der Ausbauziele

Die bisherigen Ausschreibungsrunden für Biomasseanlagen im EEG waren bislang konsequent unterzeichnet (vgl. Tabelle 9, Anhang unter Punkt 8.3). Ein Großteil der Biomasseanlagen wird erst in den nächsten Jahren das Ende der 20-jährigen EEG-Laufzeit erreichen. Es wird erwartet, dass die entsprechenden Jahrgänge erst dann mit zwei bis drei Jahre Vorlauf sich aktiver an den Ausschreibungen beteiligen. Eine stärkere Beteiligung an den Ausschreibungen durch Neuanlagen wird dagegen nicht erwartet.

Die Ausgestaltung des Osterpaketes für die EEG Novellierung in 2022 wird darüber hinaus weitere Unsicherheiten in der Planung mit sich bringen. Die separate Biomethanausschreibung, die im EEG 2021 mit 150 MW jährlich für hochflexible Biomethan-BHKW (mit 15 % Bemessungsleistung) vorgesehen war, wurde dagegen nahezu ausgeschöpft. Insgesamt wurden in der ersten Ausschreibungsrunde für Biomethan im Dezember 2021 21 Zuschläge mit insgesamt 148 MW<sub>el</sub> verzeichnet.

---

<sup>18</sup> <https://dserver.bundestag.de/btd/20/016/2001630.pdf>

Die erste Ausschreibungsrunde für Biomethan war für alle potentiellen Anlagenbetreibenden, die nicht in der Südregion liegen, die ggf. erste und letzte Chance überhaupt einen Zuschlag zu erhalten. Überwiegend wurden Angebote eingereicht, die nicht der Südregion zugeordnet werden können. Es wird erwartet, dass das Ausschreibungsvolumen für hochflexible Biomethan-BHKW insbesondere für größere Anlagenleistungen mit den aktuellen Vergütungssätzen auch in den weiteren Ausschreibungen vergleichsweise gut angenommen werden wird. Im Rahmen des Osterpaketes werden für die hochflexiblen Biomethan-BHKW sowohl höhere Ausschreibungsmengen als auch höhere Anforderungen an die Flexibilisierung vorgesehen. So soll die Bemessungsleistung für hochflexible Biomethan-BHKW in der separaten Ausschreibung von 15 auf 10 % reduziert werden, womit die BHKW nicht länger als 876 h im Jahr laufen könnten.

## 4 Status Quo der Energiebereitstellung aus Biogas in den Sektoren Strom, Wärme, Verkehr

Derzeit wird an ca. 9.000 Produktionsstandorten Biogas bereitgestellt, und in ca. 240 davon auf zu Biomethan mit Erdgasqualität aufbereitet. Aus Biogas wurden 2021 in Deutschland 50 TWh Endenergie in Form von Strom und Wärme sowie in geringem Umfang Kraftstoff bereitgestellt. Die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan, das als Erdgassubstitut genutzt werden kann, umfasst derzeit ca. 10 TWh.

Im Sinne des EEG werden in der Regel Verstromungsanlagen erfasst, wobei an einigen Standorten auch mehrere EEG-Anlagen betrieben werden können. Auswertungen der ÜNB-Daten für 2020 (Datenstand: 04/2022) sind für Biogas-BHKW und Biomethan-BHKW in Tabelle 1 dargestellt. Da der Redaktionsschluss der Kurzstudie vor dem Veröffentlichungstermin für die Datensätze des Betriebsjahrs 2021 liegt, konnten diese hier noch nicht berücksichtigt werden. Im Ergebnis der DBFZ Auswertungen sind für das Betriebsjahr 2020 für Biogas- und Biomethan-BHKW eine installierte Anlagenleistung von rd. 6,5 GW<sub>el</sub> und einer Stromeinspeisung von rd. 31,6 TWh<sub>el</sub> zu verzeichnen. Für Biogas sind 11.562 Biogas-BHKW mit einer installierten Anlagenleistung von 5,9 GW<sub>el</sub> und für Biomethan-BHKW rd. 1.200 EEG-Anlagen mit einer installierten Anlagenleistung von 0,6 GW<sub>el</sub> dem aktiven Anlagenpark zuzuordnen (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Auswertung der ÜNB-EEG-Jahresabrechnung 2020 zur Stromeinspeisung aus Biomasse für Biogas-BHKW und Biomethan-BHKW (aktiver Anlagenpark)

Art der Biomasse	Abrechnungsjahr	Anzahl Anlagen	Installierte elektrische Leistung [MW <sub>el</sub> ]	Strommenge [GWh]
Biogas-BHKW	2020	11.562	5.927	28.743
Biomethan-BHKW	2020	1.193	618	2.906
Gesamt	2020	12.755	6.545	31.649

Quelle: DBFZ, 04/2022. Datenbasis: ÜNB-Jahresabrechnungsdaten zur Stromerzeugung aus Biomasse, 8/2021 (Bezugsjahr 2020).

### 4.1 Biogas – Vor-Ort-Verstromung

Ende 2021 sind in Deutschland rund 8.600 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb (vgl. Tabelle 2).

Die elektrische Anlagenleistung von Biogasanlagen nahm aufgrund der Flexibilisierung kontinuierlich zu und beträgt Ende 2020 für die Vor-Ort-Verstromung rund 6,5 GW (vgl. Tabelle 1). Die arbeitsrelevante Leistung (Bemessungsleistung) blieb dagegen dem Niveau der Vorjahre bei rund 3,3 GW<sub>el</sub>. Biogas-BHKW mit einem Förderanspruch für die Flexibilitäts-Prämie umfassen rund 40 % des Gesamtbestandes. Gemessen an der gesamt installierten Anlagenleistung entspricht dies ungefähr 60 %, der mittlere Überbauungsfaktor nimmt dabei kontinuierlich zu und liegt für 2020 bei 1,8 (vgl. 2018: 1,6).

Die Stromerzeugung aus Biogas erreichte 2020 rund 29 TWh. Für das Jahr 2021 wird insgesamt eine Bruttostromerzeugung aus Biogas von 28,5 TWh ausgewiesen. Das entspricht etwa 5 % des Bruttostromverbrauchs in Deutschland<sup>19</sup>. Vergleichend dazu erzielt die Stromerzeugung aus Photovoltaik rund 50 TWh bzw. 8,8 % und aus Wind on- und offshore rund 114 TWh bzw. 20,2 % der Bruttostromerzeugung in 2021. Die mit Biogas bzw. Biomethan betriebenen KWK-Anlagen stellten 2021 zusätzlich 13,3 TWh<sub>th</sub> (2020: 13,6 TWh<sub>th</sub>) Wärme bereit. Das entspricht 1,1 % des Endenergieverbrauchs für Wärme bzw. rund 6,7 % der Wärmebereitstellung aus Erneuerbaren Energien.

Landwirtschaftliche Biogasanlagen dominieren den Biogasanlagenbestand mit rund 96 % der Produktionsstandorte. Die Mehrheit wird davon auf Basis tierischer Nebenprodukte wie Gülle und Festmist sowie nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) betrieben. Daneben sind Ende 2021 etwa 145 Abfallvergärungsanlagen in Betrieb, die organische Abfälle, wie getrennt erfasste Bioabfälle, Garten- und Parkabfälle, Speisereste, Abfälle aus der Lebensmittelindustrie verwerten.

Tabelle 2: Biogasanlagenbestand (Produktionsstandorte) in Deutschland nach Anlagenart und Substratinput 2019 - 2021,

Art der Biogasproduktionsanlage	Standorte 12/2019	Standorte 12/2020	Standorte 12/2021*
Landwirtschaftliche Biogasproduktionsanlagen	ca. 8.480	ca. 8.400	ca. 8.300
davon Güllekleinanlagen (≤ 75 kW) gem. §27b EEG 2012/ §46 EEG 2014/ §44 EEG 2017)	916	1.000	ca. 1.050
Kofermentationsanlagen/ Vergärungsanlagen auf Basis von organischen Abfällen und tierischen Exkrementen/ NawaRo	ca. 170	ca. 150	ca. 150
Abfallvergärungsanlagen (Anteil org. Abfälle ≥ 90 %, massebezogen)	140	142	143
Biogasproduktionsanlagen (VOV), gesamt	ca. 8.790	ca. 8.700	ca. 8.600

Datenbasis: Datenbank Biogas DBFZ \*vorläufige Schätzung; Stand 04/2022

Der Substrateinsatz der Biogas-VOV setzt sich zu 48 % aus Exkrementen und rund 47 % Nachwachsenden Rohstoffen (vgl. Abbildung 7) sowie 2,4 % Kommunalem Bioabfall und 2,6 % organische Reststoffe aus Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft zusammen. Unter Berücksichtigung der Energiegehalte der eingesetzten Substrate verschiebt sich die Substratverteilung deutlich hin zu nachwachsenden Rohstoffen, die dann rund 76 % der Energiebereitstellung ausmachen. Tierische Exkremeente wie Gülle und Festmist machen dann nur noch rund 17 % der Energie im bereitgestellten Biogas aus.

<sup>19</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2022): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung der Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat) mit Stand Februar 2022. Online verfügbar unter: [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html)

Da Rest- und Abfallstoffe in den meisten Fällen eine geringere Energiedichte gegenüber nachwachsenden Rohstoffen aufweisen ist trotz der oft günstigen Bezugskosten die Logistik aufwändiger und auch das benötigte Faulraumvolumen höher um denselben Gasertrag zu erreichen.

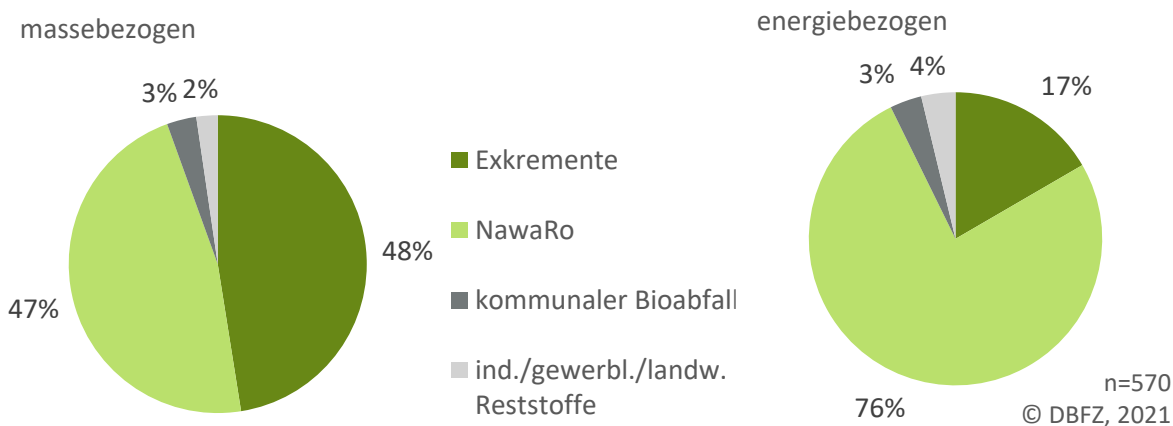


Abbildung 7: Masse- und energiebezogener Substratinput in Biogasanlagen in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen). Datenbasis: DBFZ Betreiberbefragung 2021, Bezugsjahr 2020

## 4.2 Biogasaufbereitung

Die Kapazität der 240 Biogasaufbereitungsanlagen liegt bei rund  $V_N=147.000 \text{ m}^3/\text{h}$  die brennwertbezogene Einspeisung in das Gasnetz betrug rund 10 TWh Biomethan<sup>20</sup>. Der Einsatz von Biomethan im EEG stellt weiterhin den wichtigsten Nutzungspfad dar. Etwa 82 % der Gesamtabsatzmenge Biomethan wird dabei in Strom- und Wärme umgewandelt. 1.200 Biomethan-BHKW mit einer installierten elektrischen Anlagenleistung von insgesamt 618 MW<sub>el</sub> erzeugten 2020 2,9 TWh<sub>el</sub> Strom und 3,9 TWh<sub>th</sub> Wärme.

Die Verteilung des überwiegenden Substrateinsatzes der Biomethanaufbereitungsanlagen ist in Abbildung 8 dargestellt, wobei überwiegend Energiepflanzen (NawaRo) genutzt werden. Der Anteil von Anlagen, welche überwiegend Rest- und Abfallstoffe einsetzen, liegt bei knapp 20 % der in Betrieb befindlichen Anlagen.

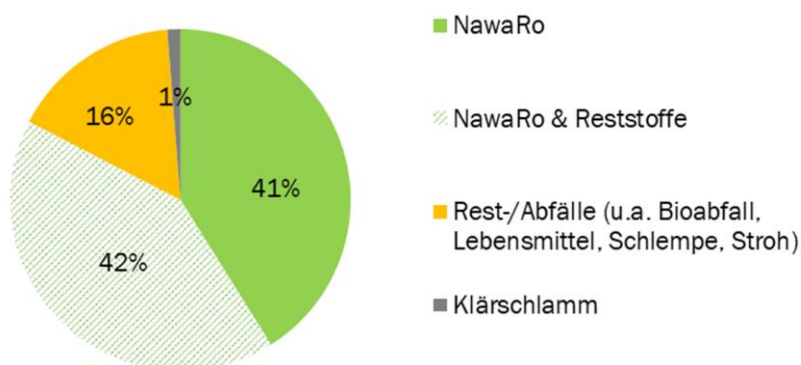
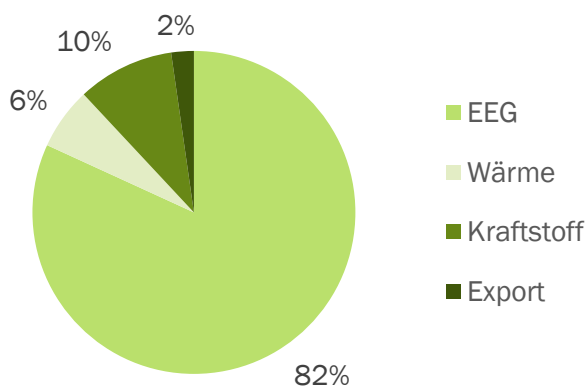


Abbildung 8: Verteilung der Biomethananlagen nach Art der Einsatzstoffe (DBFZ 6/2021, Einspeiseatlas dena (1/2021).

<sup>20</sup> Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena) 2021: Branchenbarometer Biomethan 2021

Biomethan als Kraftstoff erzielt zusätzliche Einnahmen über die THG-Quote in Ergänzung zum Erdgaspreis. Daher wird für die Kraftstoffnutzung überwiegend Biomethan aus Abfall und Reststoffen eingesetzt, während Biomethan für den KWK-Bereich überwiegend aus nachwachsenden Rohstoffen erzeugt wird. Die Inbetriebnahme neuer Aufbereitungsanlagen lag in den vergangenen Jahren mit einem Anlagenzubau im einstelligen Bereich auf einem gleichbleibend niedrigen Niveau. Die in Planung befindlichen Anlagen basieren überwiegend auf dem Einsatz von Gülle, Abfall- und Reststoffen.

Im Verkehr spielt Biomethan derzeit eine eher untergeordnete Rolle; aufgrund der Anreize über die RED II bzw. RED III hohe THG-Einsparungen durch abfallbasiertes Biomethan zu erzielen, wird jedoch ein Zuwachs erwartet. Der Kraftstoffmarkt zeigt bereits eine wachsende Nachfrage (vgl. 2020: ~ 884 GWh vs. 389 GWh in 2018<sup>21</sup>) und weist mit etwa 10 % der Gesamtabsatzmenge den zweitgrößten Absatzmarkt für Biomethan auf. Daneben macht der Wärmemarkt im Jahr 2020 etwa 6 % des Biomethanabsatzes aus (vgl. Abbildung 9) und zeigt in den vergangenen Jahren eine kontinuierliche wachsende Nachfrage.



© DBFZ, 2022

Abbildung 9: Vermarktung von Biomethan differenziert nach Nutzungspfaden (dena 2021)

### 4.3 Gesamtbild der Energiebereitstellung aus Biogas und Biomethan

Insgesamt stellen sich die Energieflüsse über die verschiedenen Konversionspfade und Zielmärkte für die Erzeugung und Nutzung von Biogas wie in Abbildung 10 dar. Auf der rechten Seite sind dort die vier hauptsächlich zu unterscheidenden Gruppen von Einsatzstoffen aufgeführt, aus denen dann in einem ersten Schritt die Rohbiogaserzeugung gespeist wird. Da hier bereits Energie für die Fermenterheizung und Rührwerke erforderlich ist, fällt hier bereits der erste Verluststrom an, der vom insgesamt verfügbaren Energiebudget abgezogen wird. Die bilanzielle Rohbiogasmenge teilt sich anschließend in die beiden Hauptverwertungsstränge zur Vor-Ort-Verstromung (VOV-BHKW) sowie der Biomethanaufbereitung auf. Die Teilmärkte für Biomethan gliedern sich ihrerseits in die dezentrale Verstromung in EEG-Anlagen (DZV-BHKW), die Wärmeerzeugung in Gasthermen, den Kraftstoffsektor und den Export.

Die Beiträge zur Strom- und Wärmeerzeugung ergeben sich dann jeweils aus den Teilmengen der VOV- und DZV-BHKW, da auch hier nicht die gesamte anfallende Wärme genutzt werden kann, fällt hier ebenfalls noch einmal eine größere Menge Verlustenergie an.

<sup>21</sup> Erneuerbare Energien in Zahlen Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2020, [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=10](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/erneuerbare-energien-in-zahlen-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=10)



Energiebilanzen der Biogaserzeugung und Nutzung (Hochrechnung, Werte gerundet, Bezugsjahr 2020) [TWh]

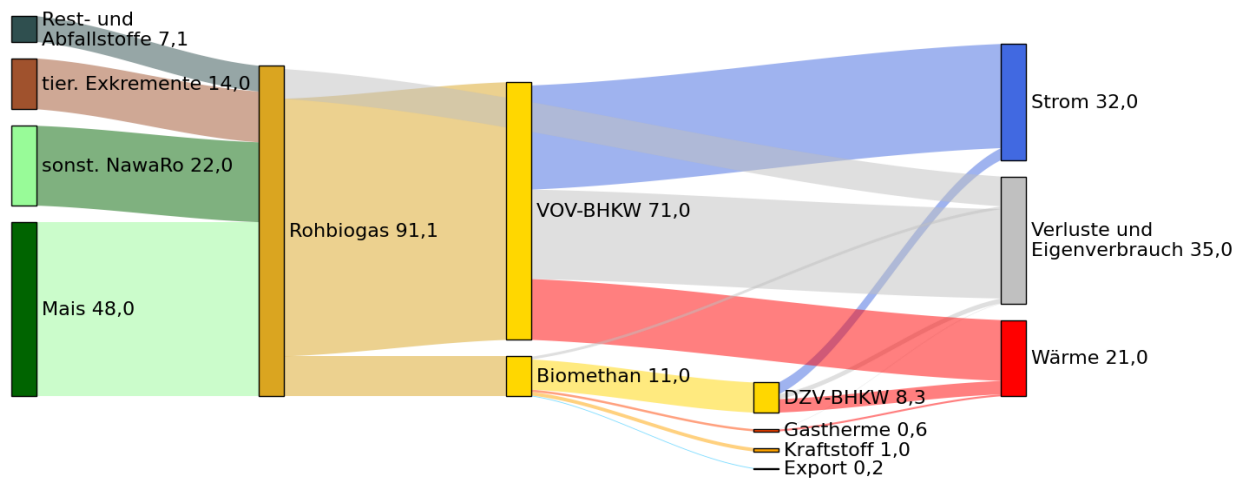


Abbildung 10: Sankey-Flowchart für die Energiebilanzen in TWh, Biogaserzeugung und Nutzung auf Basis einer Hochrechnung für die eingesetzten Rohstoffe auf Basis der DBFZ-Betreiberbefragung, Werte gerundet, Bezugsjahr 2020; Abkürzungen: NawaRo – nachwachsende Rohstoffe, VOV – Vor Ort Verstromung, DZV - dezentrale Verstromung,

## 5 Ausbaupotentiale erneuerbarer Gase

Die Leitfrage der Kurzstudie lautet, welche Rolle erneuerbare Gase im zukunftsfähigen Stromsystem spielen bzw. wie deren Beitrag gestaltet werden kann. Um eine systematische Bewertung vornehmen zu können wird untersucht welche Potentiale für Biogas bzw. Biomethan auf der einen, und im Vergleich dazu für Wasserstoff auf der anderen Seite zur Verfügung stehen.

Die Ausbaupotentiale werden unterteilt in den Bereich Biogas und den Bereich Wasserstoff, wobei beim Biogas nochmal differenziert wird inwieweit bisher ungenutzte Rest- und Abfallstoffe zur Biogasproduktion genutzt werden können und wie hoch das qualitative Ausbaupotential zur weitergehenden Flexibilisierung ist.

### 5.1 Potentiale Biogas

Bei der Betrachtung der Potentiale zur Biogasproduktion wird zuerst das genutzte Szenario zur Bestandsentwicklung dargestellt, dann die Substitutionspotentiale zur Verringerung der Einsatzmengen von NawaRo durch Rest- und Abfallstoffe betrachtet, abschließend wird das qualitative Ausbaupotential durch die weitergehende Flexibilisierung von Bestandsanlagen abgeschätzt.

#### 5.1.1 Szenario der Bestandsentwicklung bei Fortschreibung des EEG 2021

Trotz der nach wie vor eher ungünstigen Vergütungs- und Vermarktungsbedingungen sowie zahlreichen regulativen Hürden, die eher eine geringe Beteiligung an den Ausschreibungen erwarten lassen, wird im Rahmen der Kurzstudie ein eher optimistischeres „Maximalszenario“ genutzt (vgl. Abbildung 11 und Abbildung 12). Das Maximalszenario baut dabei auf den aktuell geplanten Ausschreibungsvolumina und der Annahmen, dass die meisten Bestandsanlagen einen Anschlussbetrieb anstreben auf.

Durch die bislang deutlich unterzeichneten Biomasseausschreibungen würden sich in einem „Realszenario“ deutlich geringere Werte für die installierte Leistung als auch die Strommenge ergeben.

Da die Kurzstudie aber das mögliche Potential zur erneuerbaren Stromerzeugung sowie zur Residuallastglättung aufzeigen soll, wurde hier als Ausgangspunkt bewusst das Maximalszenario gewählt, um den unter den gegebenen Rahmenbedingungen die maximal zu erwartenden Effekte des Bioenergie-Anlagenparks in 2035 zu evaluieren.

Für das Maximalszenario wurde über alle vier Hauptkategorien für Bioenergieanlagen eine feste Zuschlagsreihenfolge festgelegt und diese dann auf die jeweiligen Jahrgangsstärken der Bestandsanlagen angewendet. Im Falle einer Unterzeichnung einer Ausschreibungsrunde im Modell wurden die Zuschläge gemäß § 39 d EEG 2021 auf 80 % der Gebotsmenge beschränkt (endogene Mengensteuerung). Infolgedessen nicht bezuschlagte Gebote wurden auf Ausschreibungen drei Jahre nach dem jeweiligen Gebotstermin verschoben, entsprechend den derzeitigen Regelungen des EEG. In Bezug auf Biomethananlagen mit Inbetriebnahme vor dem Geltungszeitraum des EEG 2021 wird ein Wechsel in das neue Ausschreibungssegment für hochflexible Biomethananlagen angenommen. Hinsichtlich der Bereitschaft potenzieller Anlagenbetreiber zur Entwicklung neuer Anlagenstandorte wurden durchschnittliche Zubaumengen des vergangenen Jahrzehnts herangezogen und bei Bedarf an gegenwärtig zu beobachtende veränderte Markttrends angepasst.

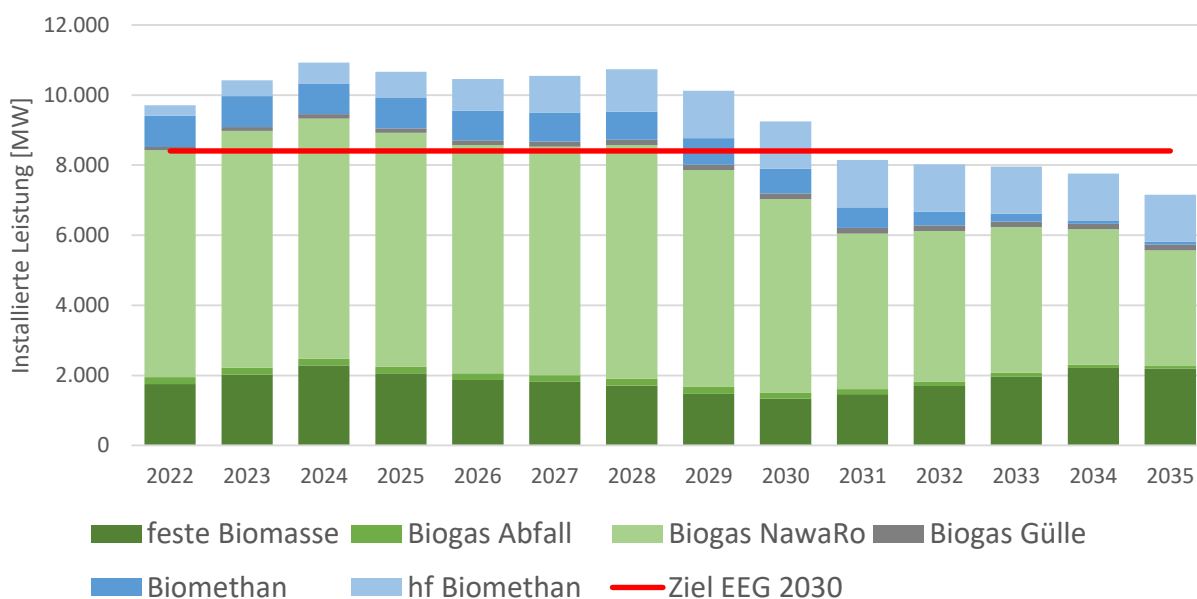


Abbildung 11: Entwicklung installierte Leistung nach EEG 2021 (Maximalszenario) (DBFZ, 04/2022)

Aufgrund begrenzter Erfahrungen mit den im EEG 2021 eingeführten Ausschreibungen für hochflexible Biomethananlagen, bei denen in der ersten Gebotsrunde am 01.12.2021 eine fast vollständige Ausschöpfung zu beobachten war, wird im Maximalszenario auch eine weiterhin vollständige Ausschöpfung der folgenden Ausschreibungsrunden angenommen. Die Resonanz in diesem Ausschreibungssegment könnte aber auch deutlich geringer ausfallen, da in der ersten Runde die Südquote noch nicht umgesetzt wurde und Anlagen außerhalb der Südregion nur in der ersten Bietrunde Angebote platzieren konnten.

Die in Kapitel 4 (und Anhang 8.3) dargestellte geringe Resonanz in den zurückliegenden Ausschreibungsrunden lässt vermuten, dass das Maximalszenario nur unter sehr optimistischen Annahmen eintreten wird bzw. eine aktive Verbesserung der Rahmenbedingungen erfordert, um mehr Anlagenbetreiber zu einer Teilnahme zu motivieren.



Bei unveränderten Rahmenbedingungen wird der Anlagenbestand eher rückläufig sein, womit auch die möglichen Beiträge der Biogasanlagen zur Deckung der Residuallast geringer ausfallen würden. Für eine effektive Substitution des Erdgasverbrauchs besteht daher die Gefahr, die bereits vorhandene Biogaskapazitäten nicht erhalten zu können.

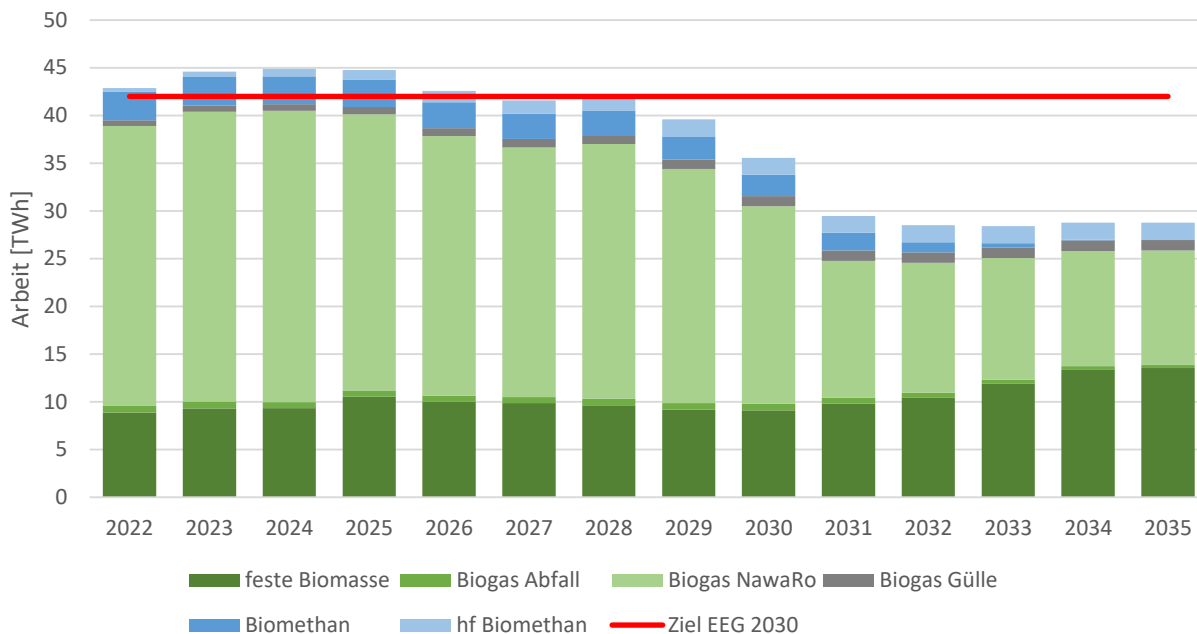


Abbildung 12: Entwicklung Stromerzeugung nach EEG 2021 (Maximalszenario) (DBFZ, 04/2022)

### 5.1.2 Mobilisierbare Potentiale für vergärbare Rest- und Abfallstoffe

Zunehmend strengere gesetzliche Vorgaben, durch den so genannten „Maisdeckel“ im EEG, als auch die wachsende Konkurrenz für NawaRo durch hohe Nahrungs- und Futtermittelpreise und eine zunehmende stoffliche Nutzung sind Faktoren, die das Niveau der energetischen Biomassenutzung aus NawaRo tendenziell zurück gehen lassen<sup>22</sup>.

Der Rückgang der energetischen Biomassenutzung kann in den Einsatzstoffmischungen zum Teil reduziert und soweit möglich durch bisher ungenutzte vergärbare Rest- und Abfallstoffe ersetzt werden. Auf Basis des nationalen Monitorings biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle für Deutschland<sup>54,55</sup> wurden für vergärbare Stoffe die bisher ungenutzten Potentiale mit Annahmen zur zukünftigen Mobilisierbarkeit kombiniert, um das daraus generierbare Biogaspotential abzuschätzen.

Insgesamt ergibt sich auf Basis dieser Daten und Annahmen ein Biogaspotential von 17,5 TWh (vgl. Abbildung 13), Detailinformationen zu den einzelnen Stoffgruppen sind in Kapitel 8.1 in Tabelle 8 im Anhang zu finden. Im Vergleich zu den durch NawaRo bereitgestellten Biogasmengen könnten dadurch rechnerisch 400 Tsd. ha Maisanbaufläche substituiert werden, was ungefähr einem Viertel der aktuellen Fläche entspricht<sup>23</sup>.

<sup>22</sup> Szarka et. al., Biomass flow in bioeconomy: Overview for Germany (2021): <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111449>

<sup>23</sup> FNR, Entwicklung der Anbaufläche für nachwachsende Rohstoffe (2022): [https://www.fnr.de/fileadmin/Grafiken/abb\\_002.jpg](https://www.fnr.de/fileadmin/Grafiken/abb_002.jpg)

Für die Interpretation der Biogaspotentiale aus Rest- und Abfallstoffen ist zu berücksichtigen, dass diese Zahlen zum einen natürlichen Schwankungen unterliegen und zukünftig auch in diesen Bereich mit wachsenden Nutzungskonkurrenzen zu rechnen ist. Beispielsweise wird bis 2035 wahrscheinlich die Nachfrage nach homogenen und stofflich nutzbaren Reststoffen wie Stroh als Alternative zum Einsatz von Holz in der Papierindustrie zunehmen.

Zum anderen ist die Allokation des erzeugten Biogas zwischen dem Verkehrs- und Stromsektor im Wesentlichen davon Abhängig wie sich der Regulierungsrahmen für die THG-Quotenerfüllung im Kraftstoffmarkt und die möglichen Mehrerlöse an der Strombörse und damit die Preissignale in den unterschiedlichen Sektoren entwickeln. Da durch die RED II insbesondere Biokraftstoffe aus Rest- und Abfallstoffen besonders gefördert werden und die entsprechenden Anreizmechanismen für die Inverkehrbringer zukünftig weiter gestärkt werden könnten, muss gerade vor dem Hintergrund der langen Vorausschau offen bleiben in welchem Umfang die dargestellten Biogaspotentiale in den Verkehrs- oder Strommarkt gelenkt werden.

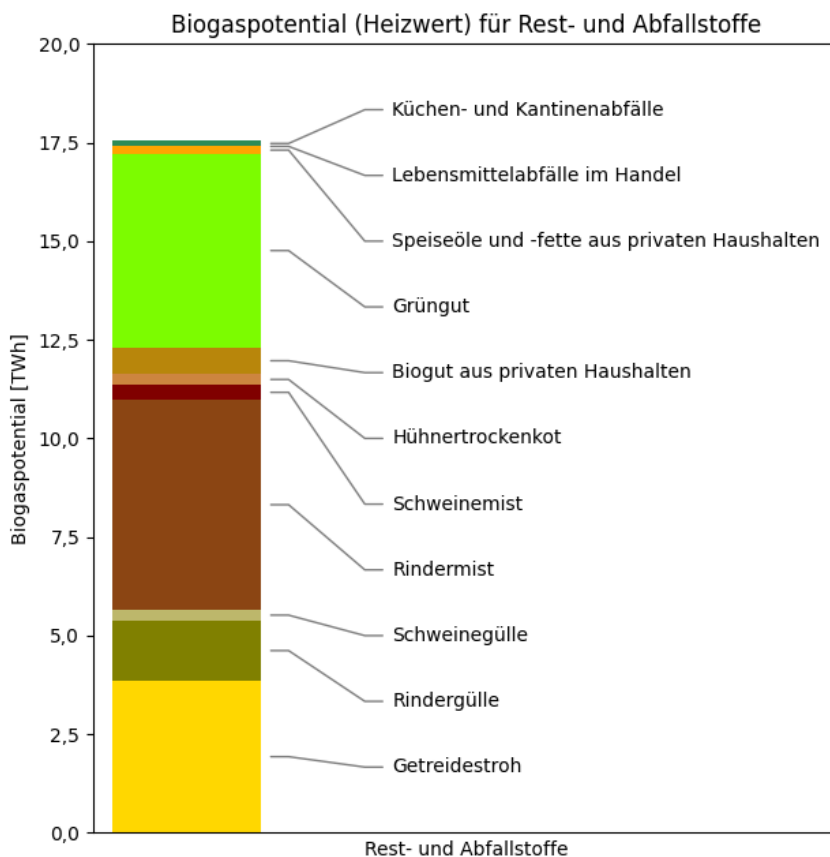


Abbildung 13: Biogaspotentiale für ungenutzte Rest- und Abfallstoffe auf Basis des Medians der Potentialmengen und angenommener Mobilisierungsquoten

Unter Berücksichtigung der oben dargestellten Entwicklung der Stromerzeugung aus Biogas im hier gewählten Maximalszenario, sinkt auf Grund des Rückgangs der erzeugten Strommenge der energiebezogene Bedarf für Einsatzstoffe zur Biogasproduktion unter Berücksichtigung der Verluste über die Konversionskette von derzeit 91 TWh auf dann 41 TWh. Allein dieser Rückgang würde rechnerisch dazu führen, dass die heute über Maissilage bereitgestellten Energieinputs (48 TWh) vollständig entfallen könnten. Von den verbleibenden Energiemengen aus sonstigen NawaRo (21 TWh), könnten mit den oben aufgeführten Rest- und Abfallstoffpotentialen (17,5 TWh) rechnerisch über 80 % substituiert werden, so

dass insgesamt nur noch ein sehr kleiner Teil der Energiebereitstellung mit 3 TWh bzw. 7 % der Gesamtenergiemenge aus nachwachsenden Rohstoffen bereitgestellt werden müsste. Die Biogaserzeugung würde in diesem Fall fast vollständig auf Rest- und Abfallstoffen beruhen, wobei dies nicht als Prognose zu verstehen ist, sondern nur die bilanzielle Umsetzbarkeit der Umstellung der Substratbasis beschreibt. Die oben genannten technischen Nebenbedingungen zur hydraulischen Verweilzeit oder zusätzliche Aufarbeitungsschritte bleiben im Rahmen der Kurzstudie unberücksichtigt.

### 5.1.3 Potentiale für die weitergehende Flexibilisierung der Bestandsanlagen

Die Potentiale für die weitergehende Flexibilisierung der Bestandsanlagen könnte bei den derzeit noch nicht flexibilisierten Biogasbestandsanlagen über die Inanspruchnahme der Flexibilitätsprämie erfolgen, wobei hier sowohl über die Absenkung der Bemessungsleistung als auch die Erhöhung der installierten Leistung, bzw. eine gemischte Strategie beider Ansätze verfolgt werden kann.

Auf Grund der Altersstruktur im Anlagenbestand und unter der Berücksichtigung der verbleibenden Vergütungsdauer in der ersten EEG-Förderperiode gibt es aber nicht mehr viele unflexible Anlagen die die 10-Jährige Förderdauer der Flexibilitätsprämie noch voll ausschöpfen könnten (Anlagenjahrgänge ab 2012). Es kann angenommen werden, dass die meisten dieser Anlagen innerhalb der Restlaufzeit keine Erweiterung der installierten Leistung mehr vornehmen, da dies in der Regel größere Investitionsbedarfe nach sich zieht, die häufig über Fremdkapital vorfinanziert werden. Da Kapitalgeber hierfür in der Regel entsprechenden Sicherheiten verlangen und bei kurzer Restlaufzeit weder die Flexibilitätsprämie noch der Anschlussbetrieb im Ausschreibungsdesign eine zuverlässige Sicherheit darstellen, dürften entsprechende Investitionen schwierig zu finanzieren oder mit hohen Kapitalkosten verbunden sein.

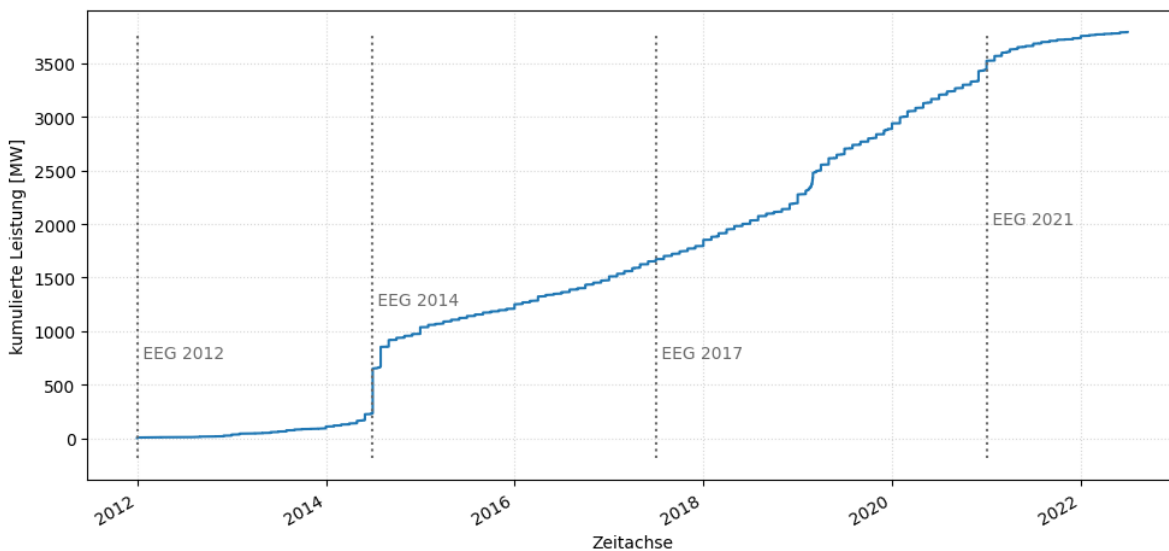


Abbildung 14: Kumulierte Gesamtkapazität für Biogasanlagen die die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, Primärdaten aus dem Marktstammdatenregister (MaStR)<sup>24</sup> der Bundesnetzagentur (BNetzA) bis einschließlich 30.05.2022

In diesem Zusammenhang hat wie in Abbildung 14 dargestellt die Entwicklungsdynamik der Flexibilitätsprämie deutlich nachgelassen, wobei hier zusätzlich die lange bestehende Rechtsunsicherheit zur Auslegung der Anrechnung der Flexibilitätsprämie auf den Flexibilitätszuschlag für Bestandsanlagen die einen Wechsel ins Ausschreibungsdesign planen, erheblichen Einfluss hatte<sup>25</sup>.

Ausgehend von der Annahme, dass auf Grund der aktuellen Regelungen und der nicht durchgängig gegeben Anschlussperspektiven bei den Bestandsanlagen nur noch wenige nicht-flexibilisierte Anlagen eine Kapazitätserweiterung umsetzen werden, wird angenommen das vor allem bereits flexibilisierten Anlagen durch zusätzliche Maßnahmen die Flexibilität im Gesamtbestand steigern. Diese Anlagen verfügen zum

<sup>24</sup> Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR>

<sup>25</sup> Handlungsempfehlungen des Runden Tisches zur Anwendung von § 50a Absatz 1 Satz 2 EEG 2021 – Flexibilisierung von Biogasbestandsanlagen, [https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-05/210511\\_Handlungsempfehlungen\\_Runder\\_Tisch\\_Flexibilisierung\\_Biogasanlagen.pdf](https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-05/210511_Handlungsempfehlungen_Runder_Tisch_Flexibilisierung_Biogasanlagen.pdf)

einen bereits über das entsprechende technische und organisatorische Know-how und haben außerdem eine bessere Chance die Anforderungen des Ausschreibungsdesigns für eine Mindestflexibilisierung zu erreichen.

Die Gruppe der bereits flexibilisierten Anlagen bildet damit auch ungefähr den im Maximalszenario dargestellten Anlagenbestand ab, der 2035 noch in Betrieb ist. Eine Auswertung der der Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber für eine Stichprobe aller Biogasanlagen die bereits die Flexibilitätsprämie erhalten zeigt, dass viele dieser Anlagen nur unzureichend flexibilisiert ( $PQ < 2,25$ ) sind, um die Anforderungen im Ausschreibungsdesign zu erfüllen (vgl. Abbildung 15).

Wenn diese Anlagen mindestens auf einen  $PQ = 2,25$  erweitert werden ergäbe sich eine zusätzliche Leistung von ca. 1 GW elektrische Leistung. Für die Erweiterung aller Anlagen auf einen  $PQ$  von mindestens 4 würden hochgerechnet 4,3 GW zusätzliche Leistung dazu kommen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3: Hochrechnung der zusätzlichen Flexibilisierungspotentiale bei Ertüchtigung der Anlagen die zwar die Flexibilitätsprämie erhalten, bisher aber nur unzureichend überbaut sind. Ein  $PQ \geq 2,25$  ist im Ausschreibungsdesign mindestens erforderlich, die in AP 3 durchgeführten Rechnungen ergeben für eine hohe Systemdienlichkeit mindestens einen  $PQ \geq 4$

Flexible Biogasanlagen	Status Quo	$PQ_{\min} = 2,25$	$PQ_{\min} = 4$
Installierte Leistung	3,8 GW	4,8 GW	8,2 GW
Zusätzliche Leistung	-	1,0 GW	4,4 GW

Das damit im Anlagenbestand vorhandene Potential für zusätzlich installierte Leistung könnte damit einen wesentlichen Beitrag zur Erhöhung der erneuerbaren und gleichzeitig steuerbaren Erzeugung liefern, wenn es für die Anlagenbetreibenden eine langfristige Betriebsperspektive und passende Refinanzierungsinstrumente für die dafür notwendigen Retrofitmaßnahmen geben würde. Als möglichen Ansatz hierfür wird zum Beispiel das Stauchungsmodell diskutiert, mit dem die über einen Zeitraum von 10 Jahren gestreckte Auszahlung der Flexibilitätsprämie auf kürzere Laufzeiten gestaucht würde.

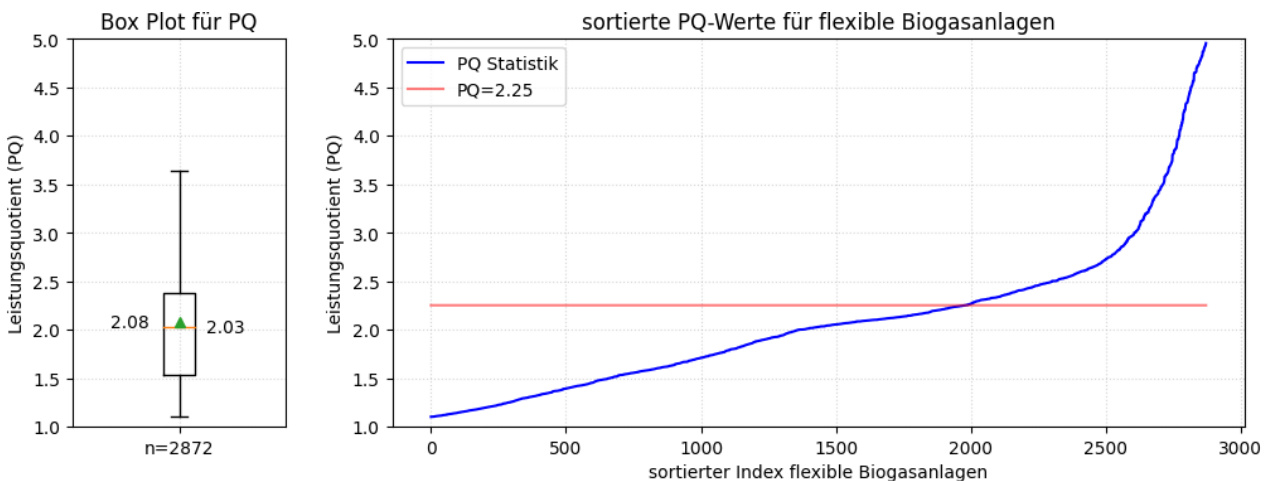


Abbildung 15: Auswertung der Stamm- und Bewegungsdaten der Netzbetreiber für konsistente Datensätze der Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung die, die Flexibilitätsprämie in Anspruch nehmen, Primärdaten von netztransparenz.de<sup>2627</sup>

<sup>26</sup> EEG-Anlagenstammdaten, <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>

<sup>27</sup> EEG-Jahresabrechnungen, <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>

Eine solche Regelung müsste allerdings effektiv gegen Mitnahmeeffekte abgesichert werden, ein anderer Ansatz könnte darin bestehen die Vergütungsdauer für Bestandsanlagen die einen Zuschlag im Ausschreibungsdesign erhalten von derzeit 10 Jahren auf 20 Jahre anzuheben, womit die notwendigen Investitionen über einen längeren Zeitraum abgeschrieben werden könnten.

## 5.2 Potentiale für Wasserstoff

Die Ausbaupotentiale für Wasserstoff werden weniger durch die technischen Potentialgrenzen bestimmt, wenngleich die Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom limitiert ist. Es ist weitgehend unstrittig (vgl. Nationale Wasserstoffstrategie NWS<sup>28</sup>), dass die in Deutschland bereitzustellende Menge an Wasserstoff in weiten Teilen durch Importe aus dem Ausland gedeckt wird. Daher soll zunächst der Bedarf an Wasserstoff ermittelt und mit den inländisch produzierbaren Mengen im Zeitverlauf abgeglichen werden. Die verbleibende Differenz soll dann durch Importe über Wasserstoffpartnerschaften<sup>29</sup> gedeckt werden.

Die NWS schätzt für Deutschland einen Bedarf von 90 bis 110 TWh in 2030 ab, die Schätzungen der meisten Energiewende-Szenarien liegen etwas darunter (vgl. Kapitel 6.2). Davon kann nach Ansicht der NWS rund ein Fünftel in Deutschland produziert werden, so dass der überwiegende Anteil importiert werden muss. Allerdings ist die Importquote stark von den Annahmen zum EE-Ausbau abhängig. Wenn die im Osterpaket anvisierten Ausbauziele vollständig umgesetzt werden, könnte nahezu der gesamte Wasserstoffbedarf auch inländisch erzeugt werden. Dieses Ergebnis deckt sich mit dem neuen Klimaschutz-Szenario S4C-KN des Wuppertal Instituts.

Aus Sicht der Autorin dieses Kapitels ist die starke Fokussierung auf Importe in zweierlei Hinsicht kritisch zu bewerten, da oftmals die globalen Produktionsmöglichkeiten von Wasserstoff in so genannten Sweet Spots, wie z.B. Argentinien, Marokko, etc. (hohe Potentiale an erneuerbaren Energien in Kombination zu vergleichsweise günstigen Stromgestehungskosten) den Bedarfen von Deutschland gegenüber gestellt werden. Mittlerweile wird aber immer öfter eingeräumt, dass die entsprechenden Lieferländer zunächst ihren eigenen Energiebedarf erneuerbar decken sollten, bevor Wasserstoff nach Deutschland exportiert wird. Es wird außerdem noch zu wenig in Betracht gezogen, dass auch andere Weltregionen mit teils erheblichem Energiebedarf (als Beispiel sei Indien genannt) dieselben Sweet Spots als prioritäre Wasserstoffquellen identifizieren. Hierdurch wird die Konkurrenz um das globale Angebot an Wasserstoff entsprechend größer womit auch Kosten bzw. Preise höher als erwartet ausfallen könnten. Zudem werden mit den so genannten Wasserstoffpartnerschaften neue Abhängigkeiten von Lieferländern bzw. Weltregionen geschaffen. Um eine zu starke Konzentration von einzelnen Anbietern zu vermeiden sollen die neuen Bezugsquellen diversifiziert werden. Eine vollständige „Energie-Autarkie“ Deutschlands wird andererseits auch nicht für realistisch angesehen, da diese durch höhere Kosten zu Lasten der Verbraucher und des Industriestandortes gehen würde.

Trotz der intensiven Debatten um die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft ist die Rolle bzw. der Einsatz noch nicht abschließend geklärt. Ähnlich wie Biogas ist auch Wasserstoff in allen Sektoren einsetzbar und kann für eine räumlich sowie zeitlich entkoppelte Anwendung transportiert sowie gespeichert werden. Langfristig zielführend für die Energiewende ist nur die Anwendung von „grünem“ Wasserstoff, der auf Basis von erneuerbaren Energien hergestellt wird und somit den Strombedarf bis 2045 noch weiter steigen lässt.

---

<sup>28</sup><https://www.bmbf.de/bmbf/sharedocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf>

<sup>29</sup> Siehe [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=16](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16)

Daher gibt es Bestrebungen, dass die direkte Elektrifizierung vor dem Einsatz von Wasserstoff Vorrang haben sollte, und dieser nur dort eingesetzt werden sollte, wo es keine Alternativen gibt, wie das in einigen industriellen Prozessen (z.B. in der Stahlherstellung) der Fall ist. Dagegen existieren auch Szenarien, die einen weiter verbreiteten Einsatz von Wasserstoff als zielführender ansehen als die Elektrifizierung, was unter anderem mit der besseren Speicherbarkeit von H<sub>2</sub> gegenüber Strom begründet wird.

## 6 Biogas und Biomethan als Flexibilitätsoptionen im Stromsystem

Unter der Annahme, dass die Energiewende bis etwa zum Jahr 2045 vollzogen wird, ist im Stromsektor ein Umbau der Erzeugung weg von allen fossilen Energieträgern hin zu überwiegend fluktuierenden erneuerbaren Energien notwendig. 2035 ist dabei als wichtiges Etappenziel zum Beispiel auch im fit-for-55 Paket der EU ein relevanter Meilenstein auf diesem Weg. Der Strombedarf steigt auf Grund der Sektorenkoppelung bis zum Jahr 2045 auf rund 1.000 TWh<sup>30</sup> und bis 2035 auf schätzungsweise 640 TWh bis 730 TWh<sup>31</sup> an, da mit der Elektrifizierung in fast allen Sektoren (Industrie, Verkehr, Wärme) neue Bedarfe entstehen. Das zukunftsfähige Energiesystem wird aus verschiedenen Bausteinen aufgebaut sein. Der Beitrag der Bausteine Biogas bzw. Biomethan liegt nicht notwendigerweise im Bereitstellen von großen Anteilen von erneuerbarem Strom, sondern im Ausgleich der Fluktuationen, die aufgrund der schlecht-speicherbaren Strommengen aus Wind und PV erzeugt werden. Die gesicherte Bereitstellung von positiver Residuallast ist daher eine wesentliche Herausforderung für das Stromsystem. Als speicherbare und flexibel einsetzbare Energieträger sind Biogas und Biomethan ideal dazu geeignet, diese Funktion zu übernehmen.

### 6.1 Potential zur Residuallastdeckung durch Biogas und Biomethan

Im Fokus dieses Kapitels soll die Frage stehen inwieweit das Stromsystem von einer flexibilisierten Einbindung des Biogases profitieren kann und welche Flexibilisierungsgrade aus Systemperspektive sinnvoll sind und wie sich dies auf den Einsatz von Erdgas auswirken. Zeitlich wird auf das Jahr 2035 Bezug genommen, da in diesem Jahr die Stromerzeugung weitgehend emissionsfrei sein soll. Zudem wird bis dahin ein Generationswechsel im Anlagenbestand erfolgt sein, da die derzeit in Betrieb befindlichen Anlagen dann bereits das Ende der ersten Vergütungsperiode überschritten haben werden. Als Grundlage für die folgende Untersuchung wird der Anlagenbestand für 2035 zugrunde gelegt der sich aus der angenommenen Bestandsentwicklung des Maximalszenarios aus Kapitel 5.1.1 ergibt.

#### 6.1.1 Methodik und Hintergrund

Um die Rolle von Biogas bzw. Biomethan als Flexibilitätsoption im Stromsystem zu untersuchen, wird die modellierte Energieversorgung aus dem bislang unveröffentlichten Szenario „Klimaschutz“, das im Rahmen des Projekts Sci4Climate<sup>32</sup> erstellt wurde, genutzt (S4C-KN). Versorgungsseitig wurde das Szenario mit dem Modellinstrumentarium WISEE-ESM des Wuppertal Instituts berechnet. Die Ergebnisse aus der vereinfachten Abbildung der Bioenergie können hier aber trotzdem genutzt werden, um die Flexibilitätsanforderungen für Bioenergie abzuleiten.

---

<sup>30</sup> Gerundeter Durchschnitt aus mehreren Studien, näheres siehe Kapitel 6.3

<sup>31</sup>[https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen\\_2035\\_Entwurf.pdf](https://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/2035/SR/Szenariorahmen_2035_Entwurf.pdf)

<sup>32</sup> <https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/801>



Biogas ist aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten, der Speicherbarkeit und der nachhaltig verfügbaren Potentiale dazu geeignet, die zunehmenden Residuallastschwankungen auszugleichen. Im derzeitigen Stromsystem ist die Residuallast dabei noch im Wesentlichen regelmäßig mit ausgeprägten Spitzen und Tälern ausgeprägt z.B. am Wochenende (vgl. Abbildung 6). Situationen mit Erzeugungsüberschüssen (negative Residuallast) sind dabei heute noch die Ausnahme. Der flexibilisierte Biogas-Anlagenpark sollte so weiterentwickelt werden, dass er sich passend zur zukünftigen Residuallast verhalten kann. Die Größenordnungen der Residuallast-Spitzen liegen mit bis zu 80 GW deutlich über der aktuell installierten elektrischen Leistung von Bioenergieanlagen von knapp 10 GW.

Mit Blick auf die Zukunft ist zu beachten, dass sich sowohl die Residuallast (als Funktion des EE-Anteils) als auch die benötigte Anlagenkonfiguration mit dem sich dynamisch entwickelnden Stromsystem ändern werden. Diese Änderungen sind bisher nur wenig untersucht und sollen daher eingehender untersucht werden: Welcher Flexibilitätsbedarf entsteht im Stromsystem und welche Flexibilisierung von Biogas-Anlagen ist dementsprechend aus der Perspektive des Stromsystems sinnvoll?

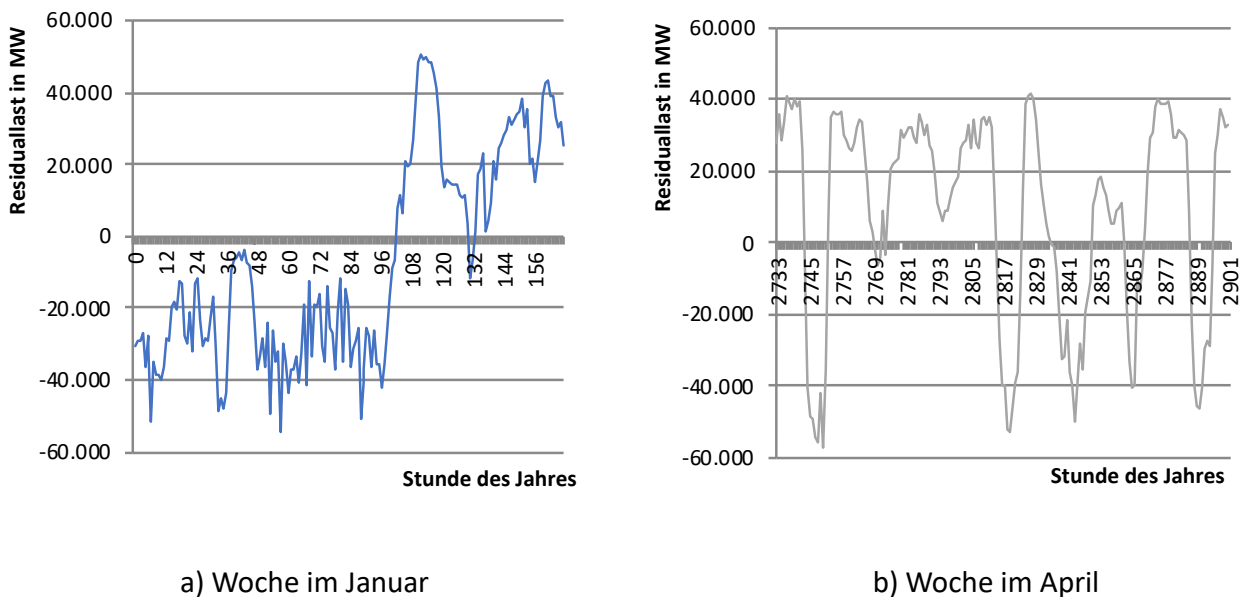


Abbildung 16: Auszüge aus der Residuallastkurve des Stromsystems in 2035 nach S4C-KN (unveröffentlicht, eigene Darstellung)

Wie die Beispiele in Abbildung 16 verdeutlichen, wird die Residuallastkurve des Stromsystems 2035 durch den hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien deutlich volatiler. Die Unterschiede zwischen Sommer und Winter werden stärker, dabei treten die Spitzen und Täler in unregelmäßigeren Abständen auf, die Flexibilitätsanforderungen nehmen damit deutlich zu. Die Last-Unter- und Überdeckung in der Residuallast lassen ersten Schlüssen auf notwendige Verlagerungspotentiale zu:

- Wie häufig gibt es Zeiträume der Last-Unterdeckung?
- Wie lange dauern diese?
- Welche Abstände liegen zwischen diesen Zeiträumen?
- Wie müssten Biogasanlagen idealer Weise konfiguriert sein, um diese "Lücken" zu füllen?

Positive Residuallasten, also Zeiten der Last-Unterdeckung, eignen sich für die Einspeisung von Strom aus Biogasanlagen, wohingegen während negativer Residuallasten die Einspeisung vermieden werden sollte, um Überschüsse nicht zu verstärken. Aus den Zeiträumen positiver und negativer Residuallasten lassen sich entsprechend theoretisch geeignete Verschiebedauern (also Speichergrößen) ableiten.

In Abbildung 17 ist zu erkennen, dass es saisonal unterschiedliche Anforderungsprofile gibt:

- Im Winter gibt es längere Zeiträume von Last-Unter- und Überdeckungen  
→ In diesen Monaten sind längere Speicherdauern (bis zu ca. 30 Stunden) vorteilhaft
- Im Sommer gibt es häufigere Wechsel von positiven und negativen Residuallasten  
→ Es muss weniger Zeit „überbrückt“ werden und kürzere Speicherdauern (unter 20 Stunden) sind ausreichend bzw. größere Speicher würden seltener voll ausgelastet

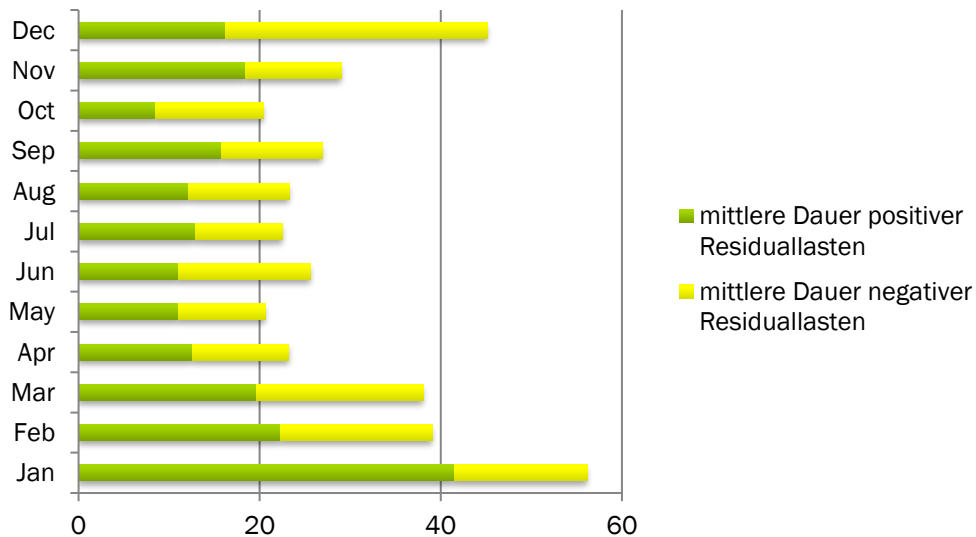


Abbildung 17: Monatswerte der mittleren Dauer von positiven und negativen Residuallasten in Stunden (eigene Auswertung und Darstellung)

Da Biogasanlagen nicht die einzige Flexibilitätsoption zum Lastausgleich sind, sondern auch steuerbare Verbraucher dazu geeignet sind, wurde ergänzend untersucht, ob sich die Flexibilisierungsanforderungen des Stromsystems ändern, wenn anstelle des netzdienlich geregelten Betriebs von Elektrolyseuren und Wärmepumpen und dem gesteuerten Laden von Elektromobilen ein inflexibler Einsatz dieser Nachfrager unterstellt wird. Die Analysen zeigen, dass sich das grundsätzliche Flexibilitätsbedarf dadurch nicht wesentlich ändert.

### 6.1.2 Analyse der modellierten Residuallastgänge

Die Analyse der Residuallasten zeigt, dass die sinnvollen Speichergrößen jahreszeitlich unterschiedlich sind und dass eine sinnvolle Speichergröße zur Überbrückung von Überschusssituationen etwa im Tagesbereich liegt. Notwendige bzw. sinnvolle Überbauungsgrade können mit diesem Ansatz nicht genau bestimmt werden. Deswegen wird im nächsten Schritt untersucht, welchen Effekt die Einbindung von verschiedenen Biogas-Flexibilisierungsgraden auf das Stromsystem hat. Dafür wird das modellierte Szenario S4C-KN modifiziert, wie im Folgenden beschrieben.

Es findet im Rahmen dieser Kurzstudie keine Optimierung des Flexibilisierungsgrades statt. Es wird ausschließlich der unterjährige Einsatz der flexibilisierten Biogas-Anlagen im Zusammenspiel mit den anderen Komponenten des Energiesystems optimiert, um hieraus die Effekte eines flexibilisierten Anlagenbetrieb auf das Energiesystem abzuleiten.



Dabei steht das Jahr 2035 im Fokus. In diesem Jahr basiert die Stromerzeugung zu großen Teilen auf Erneuerbaren Energien und es gibt nur noch geringfügige fossile Erzeugungsmengen, 22 TWh aus Erdgas in der hier angewandten Modellkonfiguration. Die positive Residuallast liegt im modellierten Szenario S4C-KN bei 122 TWh (Summe über das Modelljahr), dem stehen kumulierte negative Residuallasten von 160 TWh (bilanzielle Erzeugungsüberschüsse) gegenüber. Die positive Residuallast wird durch Ausspeicherung aus Stromspeichern, dem Austausch mit dem Ausland und dortigen Flexibilitäten sowie der Stromerzeugung aus Gasbasierten Kraftwerkstypen gedeckt, wobei die verbleibenden Restbedarfe im Modell immer mit Erdgaskraftwerken gedeckt werden.

### 6.1.3 Ergebnisse der Stromsystem-Modellrechnung

Mit Hilfe des Energiesystemmodells WISEE-ESM wird der Einsatz der Biogas-Anlagen im Zusammenspiel mit allen anderen Systemkomponenten (Stromerzeugung, Speicherung, Transport, in Deutschland und dem europäischen Ausland) für das Jahr 2035 optimiert. Dabei werden verschiedene Flexibilitätskonfigurationen für Biogasanlagen unterschieden und hinsichtlich ihrer Auswirkung auf das Energiesystem eingeschätzt. Dafür wird der in Tabelle 4 beschriebene Biogas-Anlagenpark abgebildet.

Tabelle 4: In der Untersuchung abgebildete Biogas-Flexibilitäts-Konfigurationen, die mit dem Maximalszenario korrespondieren

Kategorie	Jahres-Stromerzeugung	Überbauungsfaktor	Speichergröße
Güllebetone basierte BGA mit inflexibler Fahrweise bis 80 kW	1.100 GWh	1.23	0
hochflexible Biomethan-BHKW (Biomethan-Peaker)	1.800 GWh	6.57	$\infty$
mittleres und größeres Anlagensegment ab 80 kW	12.300 GWh	Varianten: 2, 4, 6, 8	Varianten [h]: 12, 24, 36, 48, 72

Für das mittlere und größere Anlagensegment werden verschiedene Überbauungsfaktoren mit verschiedenen Speichergrößen kombiniert, wobei die Stromerzeugung konstant bleibt. Die verschiedenen Anlagenkonfigurationen werden modelliert und anschließend vergleichend ausgewertet:

- Welchen Einfluss haben Überbauungsfaktor und Speicherdauer auf das Stromsystem?
- Führt eine stärkere Flexibilisierung zu einer Verringerung der Stromerzeugung aus Erdgas?

Darüber hinaus wird der Einsatz von Erdgaskraftwerken dahingehend untersucht, welche zusätzlichen Energiemengen und welche Flexibilitätsanforderungen Biogas erfüllen müsste, um das Erdgas in seiner Funktion zur Deckung der Spitzenlasten im Jahr 2035 theoretisch vollständig zu ersetzen.

#### Einfluss verschiedener Überbauungsgrade auf das Stromsystem

Als Auswertung der modellierten positiven Residuallasten in Abbildung 18 zeigt, wie sich die Summe der positiven Residuallast bei verschiedenen Flexibilisierungsgraden des Biogases entwickelt. Die Minderung der Residuallast liegt in allen Fällen deutlich unter 2 % (bei 122 TWh Residuallast im Fall mit 2-facher Überbauung und 12 Stunden Speicher als Referenz, also eine Minderung unter 2.5 TWh). Es ist zu erkennen, dass eine höhere Überbauung mit mindestens dem  $PQ = 4$  einen deutlichen Effekt hat. Der Nutzen größerer darüber hinaus gehender Überbauungsfaktoren hat einen nachlassenden Effekt auf die Residuallast. Die aus Sicht des Stromsystems mindestens erforderliche Überbauung von  $PQ = 4$  muss nicht notwendiger Weise auch die betriebswirtschaftlich optimale Anlagenauslegung darstellen.

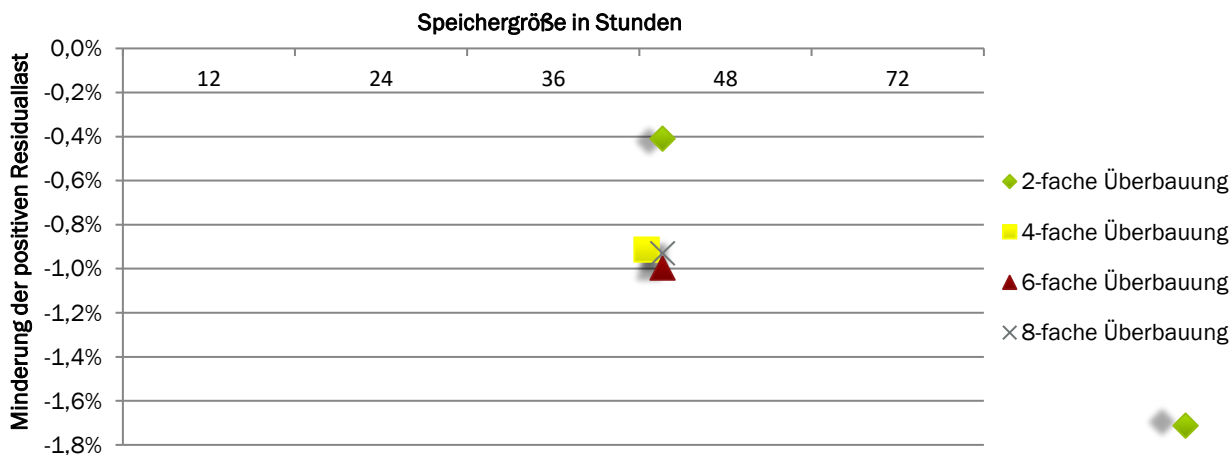


Abbildung 18: Minderung der positiven Residuallast durch verschiedene Flexibilisierungsgrade gegenüber einer 2-fachen Überbauung mit 12 Stunden Speicherdauer

In Bezug auf die Speicherdauern zeigt sich kein derartiges Sättigungsverhalten, hier gilt je größer der Speicher, desto größer der Nutzen für das Stromsystem. Aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist hier aber ebenfalls zu prüfen wie groß eine geeignete Speichergröße ausfällt, damit die zusätzlichen erzielbaren Erlöse den zusätzlichen Kosten für einen größeren Speicher mindestens entsprechen.

### Einfluss verschiedener Flexibilisierungsgrade auf die Stromerzeugung aus Erdgas

Der flexible Einsatz von Biogas kann bei konstanter Jahresarbeit zu einer Verringerung der Residuallast führen, und damit auch den Einsatz von Erdgaskraftwerken, Speichern oder Stromimporten vermindern. In der Variante mit Mindest-Flexibilisierung mit einem PQ = 2 und 12 Stunden Gasspeicherdauer werden im Jahr 2035 rund 22,07 TWh Strom aus Erdgas erzeugt. Bei einem mittleren Flexibilisierungsgrad von PQ = 4 und 48 Stunden Gasspeicherdauer sinkt dieser Wert auf 21,64 TWh (-0,43 TWh bzw. -2 %), bei einer hohen Flexibilisierung von PQ = 8 und 48 Stunden Gasspeicherdauer reduziert sich die verbleibende Strommenge auf 21,56 TWh (-0,51 TWh bzw. -2,3 %). Die relative Minderung des Erdgaseinsatzes ist also etwas höher als die der Residuallast.

### Charakteristik der Stromerzeugung aus Erdgas im Jahr 2035

Weiterhin wird geprüft welche Erzeugungsmengen aus Biogas in Kombination mit welchen Flexibilisierungsgraden notwendig wären, um die Stromerzeugung aus Erdgas vollständig durch Biogas zu ersetzen.

Abbildung 19 zeigt die modellierte Stromerzeugung aus Erdgas im Jahr 2035. In der zugrunde liegenden Modellkonfiguration ist Biogas bereits berücksichtigt, entsprechend Tabelle 4 mit insgesamt 15,2 TWh und der Basis-Flexibilisierung von 2-facher Überbauung bei 12 Stunden Speichergröße für das mittlere und größere Anlagensegment. Die Spitzenleistung der Erdgas-Stromerzeugung liegt dann bei 49,7 GW, es werden 22,1 TWh Strom aus Erdgas erzeugt. Es ist deutlich zu erkennen, dass Erdgas als Backup-Kraftwerk eingesetzt wird. Die vorgehaltene Leistung ist hoch, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, wird aber aufgrund des sehr hohen Anteils der Erneuerbaren Energien mit 443 Volllaststunden nur selten eingesetzt.

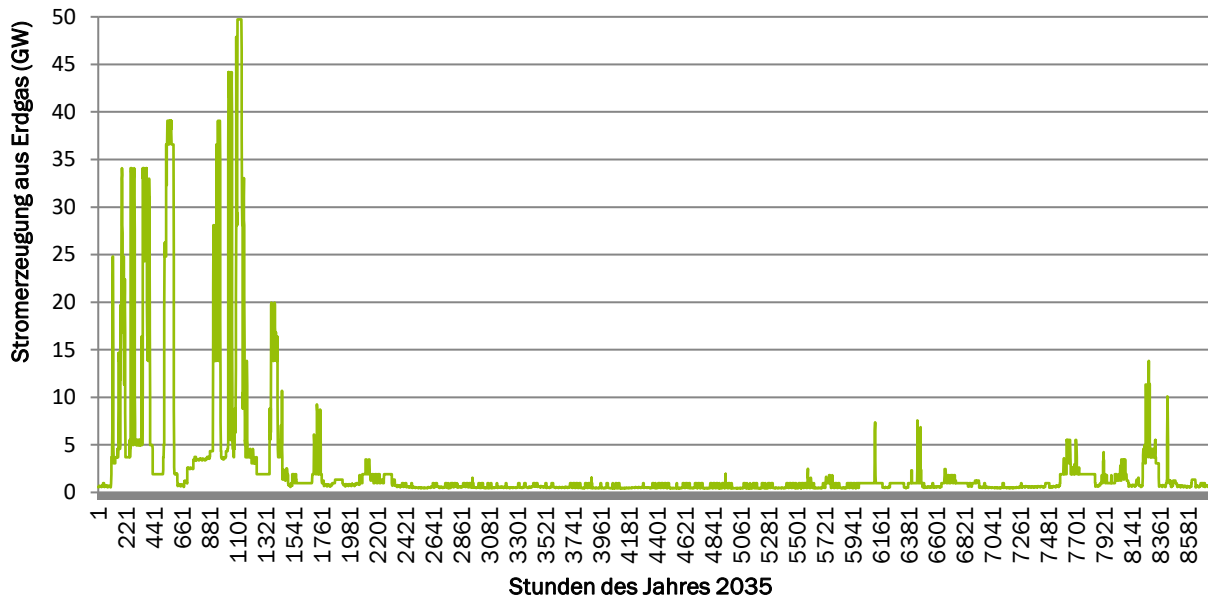


Abbildung 19: Stromerzeugung aus Erdgas im Jahr 2035

Würde man diese Systemfunktion auf Biogas übertragen, müssten folgende Annahmen getroffen werden:

- zusätzliche Stromerzeugung aus Biogas von ca. 22 TWh (zusätzlich zu den hier angenommenen 15 TWh) insgesamt 37 TWh, zum Vergleich 30 TWh Stromerzeugung aus Biogas in 2020.
- Biogas-Speicher müssten rechnerisch auf mehrere Tausend Stunden ausgelegt werden, bzw. müssten die Anlagen die Gasproduktion über das Fütterungsmanagement so steuern können, dass für die übertägigen Erzeugungsschwankungen auch reale Gasspeichergrößen ausreichen.
- Die Anlagen müssten etwa 20-fach überbaut werden (für eine Band-Stromerzeugung von 22 TWh wären 2,5 GW elektrische Leistung notwendig, für die Versorgungssicherheit müssten allerdings mindestens 50 GW vorgehalten werden).

Beide Annahmen sind extrem ambitioniert und sehr wahrscheinlich in der Praxis nicht wirtschaftlich umsetzbar. Trotz der beschriebenen Hürden sind zwei mögliche Ansätze zu berücksichtigen:

- I. Es ist ein deutlicher saisonaler Unterschied zu sehen zwischen der Stromerzeugung im Winter und der im Sommer und den Übergangszeiten. Bei Verdopplung der Gaserzeugung im Winter gegenüber den Sommermonaten wäre noch ein Überbauungsfaktor 10 notwendig, mit allerdings entsprechend geringer Ausnutzung in den Sommermonaten.
- II. Die entsprechende Gasleistung könnte als Biomethan bereitgestellt werden, so dass das Erdgasnetz als Speicher genutzt werden kann. Das würde wiederum einen entsprechenden hohen Aufwand für die Aufbereitung auch an kleinen Anlagen bedeuten und einen flächendeckenden Anschluss an das Erdgasnetz voraussetzen.

Eine flächendeckende Verfügbarkeit des Gasnetzes ist perspektivisch zu hinterfragen. In den betrachteten Energjestudien wurde vor allem in den BMWK-Langfristszenarien (vgl. Kap. 6.2) detailliertesten Untersuchungen zur Entwicklung von Infrastrukturen vorgenommen. Dort wird angenommen, dass das Erdgasnetz in weiten Teilen zurück gebaut bzw. zu einem reinen Wasserstoff-Netz umgewidmet wird. Daher ist der Zugang zum Erdgasnetz als Distributionsinfrastruktur für Biomethan zukünftig nicht unbedingt gesichert und die Nutzungsmöglichkeiten von Biomethan deutlich einschränkt.

Es ist außerdem zu beachten, dass verschiedene Szenarien eine große Bandbreite des möglichen Erdgaseinsatzes im Jahr 2035 sehen. Die hier errechnete Menge von 22 TWh Stromerzeugung aus Erdgas geht von einem starken Austausch mit dem Ausland und der Möglichkeit Pumpwasser-Speicher in den Alpen und Skandinavien zu nutzen, was zu einem verhältnismäßig niedrigem Kraftwerkseinsatz führt. Zum Vergleich kommt die Studie Klimaneutrales Deutschland 2045<sup>33</sup> auf 115 TWh Stromerzeugung aus Erdgas, andere Studien nur auf 32 TWh inklusive Biomethan. Die BMWK Langfristszenarien<sup>34</sup> liegen dazwischen. Im hier genutzten Szenario wird Erdgas neben der Stromerzeugung auch zur Erzeugung von KWK-Wärme und weitere 22 TWh für die industrielle Dampferzeugung genutzt, deren Ersatz hier nicht betrachtet wird.

## 6.2 Einordnung gegenüber der BEE-Studie: Neues Strommarktdesign

Die dargestellten Ergebnisse basieren auf dem noch unveröffentlichten Klimaschutz-Szenarios des WI, „S4C-KN“, das mit dem Modellierungs-Instrumentarium WISEE-ESM erstellt wird. Das S4C-KN orientiert sich vor allem auf die Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 und bezieht sich bei den Annahmen stark andere Energiewendeszenarien, wenngleich einige Aspekte anders parametrisiert worden sind. Es erfolgt eine kurze Einordnung in den Kontext anderer Modelle und Szenarien. Die unter 6.3 behandelten Studien umfassen das gesamte Energiesystem, die BEE-Studie Neues Strommarktdesign beschreibt dezidiert nur das Stromsystem. In Bezug auf die Nutzung von Biogas als Flexibilitätsoption wird dort gegenüber den Energiesystemstudien deshalb auch ein höherer Detaillierungsgrad erreicht.

Durch die in der BEE-Studie<sup>35</sup> ähnliche gelagerte Fragestellung zur Rolle von Biogas in einem 100% erneuerbaren Stromsystem werden von dort einige Annahmen und Hypothesen übernommen. Eine der Grundthesen ist, dass für den Ausbau der erneuerbaren Energien ausreichend Flexibilitätsoptionen geschaffen werden müssen. In der BEE-Studie werden als geeignete Flexibilitätsoptionen Bioenergie, KWK-Anlagen und Speicher identifiziert, um ausreichend steuerbare Leistung bereitzustellen, wenn gleichzeitig ein geringer Zubau an Wasserstoff-Kraftwerksleistung unterstellt wird. Die Studie behandelt nur ein Ausschnitt des Energiesystems und bildet z.B. Wärmebedarfe nur über die KWK-Anbindung ans Stromsystem mit ab. Zukünftig steigende Nachfrage aus der Industrie nach z.B. Biomasse für Hochtemperatur-Wärme oder als Feedstock für PTX wird nicht berücksichtigt. Aufgrund der anderer Fokussierung, Methodik und Bilanzgrenzen gegenüber dem WISEE-ESM sind die Ergebnisse nur eingeschränkt vergleichbar. Bezüglich der Fragestellung, ob und in welchem Umfang Biogas und oder Wasserstoff im Stromsektor eingesetzt werden, kommt die BEE-Studie zu folgender Aussage:

*„Durch die stärkere Überbauung der Bioenergie und den Anschluss an die Gasspeicher über das Gasnetz ist es im Reformszenario möglich, im Jahr 2050 fast vollständig auf den Einsatz anderenfalls [im Basis-Szenario; Anmerkung der Autorin] zusätzlich benötigter H<sub>2</sub>-Gasturbinen zu verzichten.“<sup>36</sup>*

Die BEE-Studie zielt auf 2050, während die vorliegende Kurzstudie 2035 betrachtet, so dass die Ergebnisse bezüglich des Zieljahres nicht kongruent sind. Die hier vorgestellte Option zum vollständigen Ersatz von Erdgas durch flexible Biogasanlagen (vgl. Kap. 6.1.3), liegt aber in einer ähnlichen Größenordnung. Die BEE-Studie geht mit Annahmen um verfügbarem Biomassepotential von einer Stromerzeugung aus Biomasse von rund 70 TWh in 2050 aus, während hier mit Bezug zum förderpolitischen Rahmen insgesamt 37 TWh (15 TWh Strom aus Biogas + 22 TWh aus anderer Biomasse) angenommen werden.

<sup>33</sup> <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>

<sup>34</sup> <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>

<sup>35</sup> BEE-Studie: Neues Strommarktdesign für die Integration fluktuierender erneuerbarer Energien; 2021; <https://www.klimaneutrales-stromsystem.de>

<sup>36</sup> Kurzaussage Nr. 4, S. 180 BEE-Studie

Zur Überbauung der Biogasanlagen wird in der BEE-Studie die Annahme getroffen, dass in beiden Szenarien (Basis und Reform) für den flexibilisierten Anlagenbestand der Überbauungsfaktor von  $PQ = 2,5$  (2030) über  $PQ = 3$  (2040) bis  $PQ = 4$  (2050) ansteigt. Überbauungen größer  $PQ = 4$  werden nicht angesetzt, was den Ergebnissen in dieser Studie (vgl. Kap. 6.1.3) entspricht. Auch wenn diese Setzung robust zu sein scheint, konnte im Rahmen dieser Kurzstudie nicht das vollständige Modell-Instrumentarium des WI genutzt werden, so dass hier weiterer Forschungsbedarf besteht.

### 6.3 Vergleich der Ergebnisse zu den Langfrist-Energie-Szenarien der „big 5“

Im Klimaschutzgesetzes<sup>37</sup> ist das Ziel verankert, dass Deutschland im Jahr 2045 Klimaneutralität erreichen soll. Wie diese Transformation gestaltet werden kann, ist in verschiedenen Studien und Szenarien untersucht worden (vgl. Tabelle 5). Dabei handelt es sich um normative Szenarien, welche Entwicklungen im Energiesystem auf diese Zielsetzung hin fortschreiben und aufzeigen, welche Maßnahmen bzw. technische Weiterentwicklungen im Zusammenspiel erforderlich sind um das gesetzte Ziel zu erreichen. Energiewende-Szenarien sind in der Regel keine Prognosen und können Systembrüche, wie etwa den Ukraine-Krieg oder zukünftige disruptive Entwicklungen nicht berücksichtigen.

Tabelle 5: Überblick über die „big 5“ – ausgewählte Energie-Langfrist- Szenarien (Klimaneutrales Deutschland 2045<sup>38</sup>; BMWK Langfristszenarien<sup>39</sup>, dena Leitstudie 2021<sup>40</sup>, BDI Klimapfade 2.0<sup>41</sup>, Ariadne<sup>42</sup>)

Titel der Studie	Klimaneutrales Deutschland 2045	Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland	dena-Leitstudie - Aufbruch Klimaneutralität	Standorte Klimapfade 2.0	Ariadne-Report
Erscheinungsdatum	April 2021	Mai 2021	Oktober 2021	Oktober 2021	Oktober 2021
Auftraggeber	Agora Energiewende, Agora Verkehrswende, Stiftung Klimaneutralität	BMWK	Dena	BDI	BMBF
Bearbeitung durch	Prognos, Öko-Institut, Wuppertal Institut	Consentec, Fraunhofer ISI, ifeu, TU Berlin	EWI	BDG	PIK (Kopernikus-Projekt)
Klimaschutzszenarien	KN 2045	TN-Strom; TN-H2, TN-PtG/PtL	KN 100 sowie vier Varianten	Zielpfad	Varianten
THG Neutralität bis	2045	2050	2045	2045	2045

In viele Studien und Publikationen wird die Frage nach der Rolle, die Wasserstoff und die energetische Biomassenutzung in der Transformation des Energiesystems spielen sollen noch unterschiedlich beantwortet.

<sup>37</sup> Klimaschutzgesetz; Bundesregierung; 2021; <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672>

<sup>38</sup> <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-deutschland-2045-vollversion/>

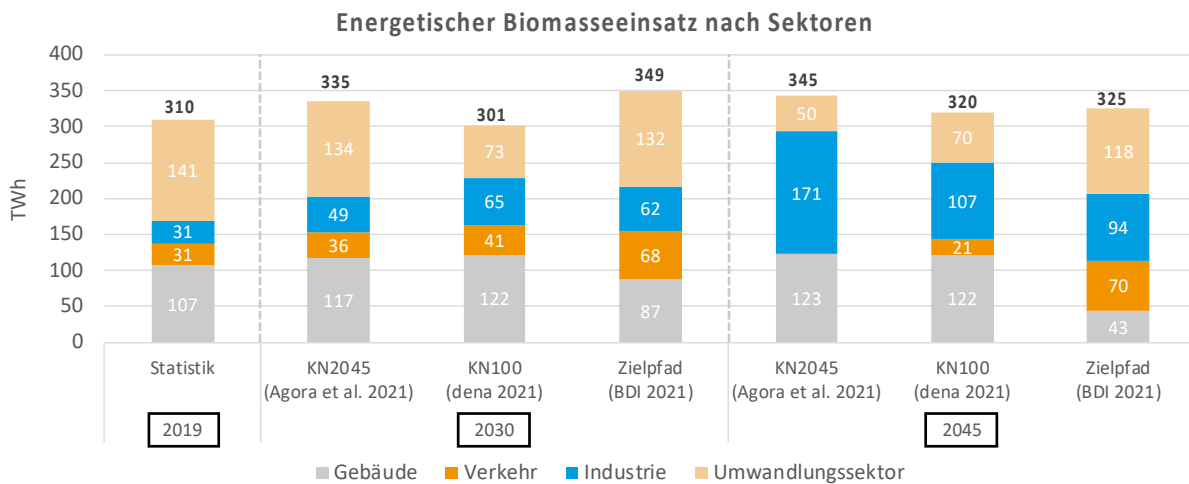
<sup>39</sup> <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>

<sup>40</sup> [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht\\_dena-Leitstudie\\_Aufbruch\\_Klimaneutralitaet.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2021/Abschlussbericht_dena-Leitstudie_Aufbruch_Klimaneutralitaet.pdf)

<sup>41</sup> [https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021\\_bdi\\_klimapfade\\_2.0\\_-\\_gesamtstudie\\_-\\_vorabve](https://issuu.com/bdi-berlin/docs/211021_bdi_klimapfade_2.0_-_gesamtstudie_-_vorabve)

<sup>42</sup> <https://ariadneprojekt.de/themen/szenarien-pfade/>

Um eine mögliche „Konkurrenz“ der beiden erneuerbaren Gase einzuordnen, wird daher ein kurzer Blick auf fünf weitere prominente Energie-Langfrist-Studien (big 5) und deren Rollenbild für Biogas und Wasserstoff geworfen. Die Auswertungen soll die These überprüfen ob auch andere Autor\*innen der Einsatz von Bioenergie. nicht in der mengenmäßigen Bereitstellung von Strom gesehen wird. Daher genügt es, an dieser Stelle festzuhalten, dass in allen betrachteten Studien bzw. Szenarien Bioenergie vorrangig Residuallast bereitstellt. Der Gesamtumfang der Primärenergiebereitstellung aus Bioenergie über alle Sektoren schwankt in den Studien zwischen 301 TWh und 349 TWh (vgl. Abbildung 20).



*Hinweis: In KN100 wird der Biomasseeinsatz im Basisjahr im Umwandlungssektor niedriger angegeben als in der Statistik und in anderen Szenarien. Evtl. wird hier also nicht die gesamte Biomassenutzung erfasst, was zu einer Unterschätzung auch für 2030 und 2045 führen könnte.  
Hinweis: Es liegen keine vollständigen Daten zur Biomassenutzung für die TN-Szenarien vor.*

Abbildung 20: Vergleich des energetischen Biomasseeinsatzes in den Sektoren über die vier betrachteten Energie-Langfristszenarien (absolute Zahlen; eigene Zusammenstellung)

Die prozentuale Verteilung auf die möglichen Sektoren zeigt Abbildung 21, dort wird ersichtlich, dass der Einsatz von Bioenergie im Umwandlungssektor, also zur Stromerzeugung, sowie im Verkehr bis 2045 eher zurück geht und die Bedeutung von in der Bioenergie Industrie zunimmt. Dies wird damit begründet, dass im Bereich der Hochtemperaturwärme (Prozesstemperaturen oberhalb 1.000 C) vor allem biogene Brennstoffe dazu geeignet sind die entsprechenden Anwendungen zu bedienen.<sup>43</sup>

Analog dazu werden die Studien dahingehend analysiert, in welchen Sektoren der Einsatz von Wasserstoff gesehen wird. In allen betrachteten Szenarien steigt der Bedarf an Wasserstoff nach bzw. ab 2030 stark an. Damit steigt die Nachfrage entsprechend der erwarteten Verfügbarkeit. Fast alle Szenarien sehen bis 2030 zunächst eine zusätzliche Nachfrage nach Wasserstoff in der Industrie, teilweise auch im Verkehr sowie in den meisten Szenarien in geringerer Menge in der Strom- und Wärmeerzeugung. Diese Bedarfe entstehen dort, wo aufgrund von Reinvestitionszyklen in der Industrie bereits um 2030 Prozesse umgerüstet werden, so dass fossile Pfadabhängigkeiten vermieden werden können, wenn bereits zu dem früheren Zeitpunkt Wasserstoff verfügbar ist. Über den gesamten Zeitraum (sowohl 2030 als auch bis 2045) gibt es einen starken Zusammenhang des Bedarfs an Wasserstoff mit dem Bedarf an Synfuels im Verkehrssektor. Dieser Zusammenhang ist in den meisten Studien erkennbar, allerdings ist die Darstellung und Datengrundlage unterschiedlich. In manchen Fällen ist der dargestellte Wasserstoff-Bedarf inklusive einer Menge für die Bereitstellung von Synfuels zu verstehen, teilweise wird er zusätzlich mit eingerechnet.

<sup>43</sup> Baur et al; 2022; Klimaneutrale Wärmeversorgung der Zukunft - was kann und muss Bioenergie leisten?



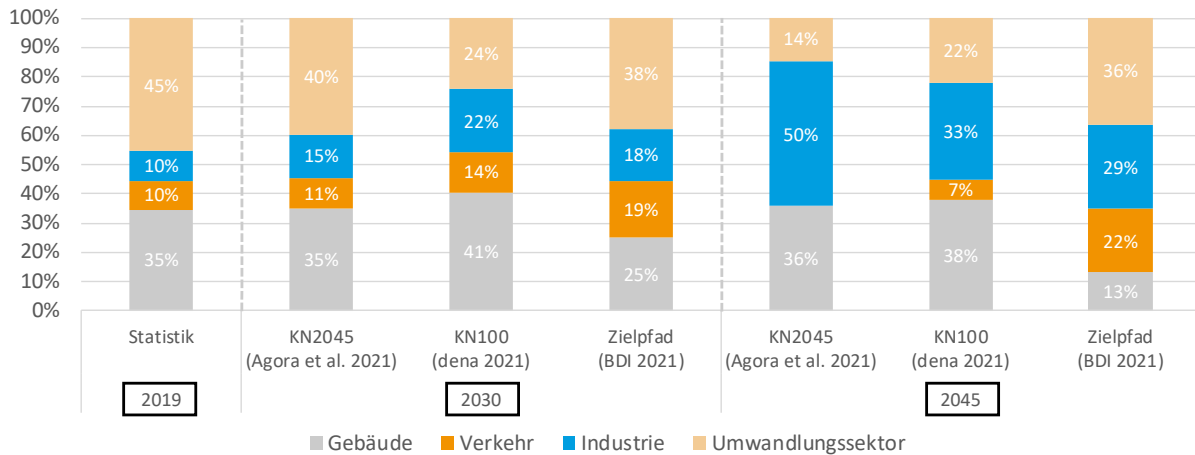


Abbildung 21: Prozentualer Vergleich des energetischen Biomasseeinsatzes in den Sektoren über die vier betrachteten Energie-Langfristszenarien (eigenen Zusammenstellung)

In den BMWK-Langfristszenarien sind beide Varianten in den Szenarien „TN-H<sub>2</sub>“ und „TN-Strom“ dargestellt worden, wobei beide im Zieljahr dieselbe Treibhausgasminderung erreichen. Damit wird nochmal deutlich, dass in Szenarien verschiedene Transformationspfade gerechnet werden, um die Wirkungen des Zusammenspiels unterschiedlicher Lösungsräume zu untersuchen.

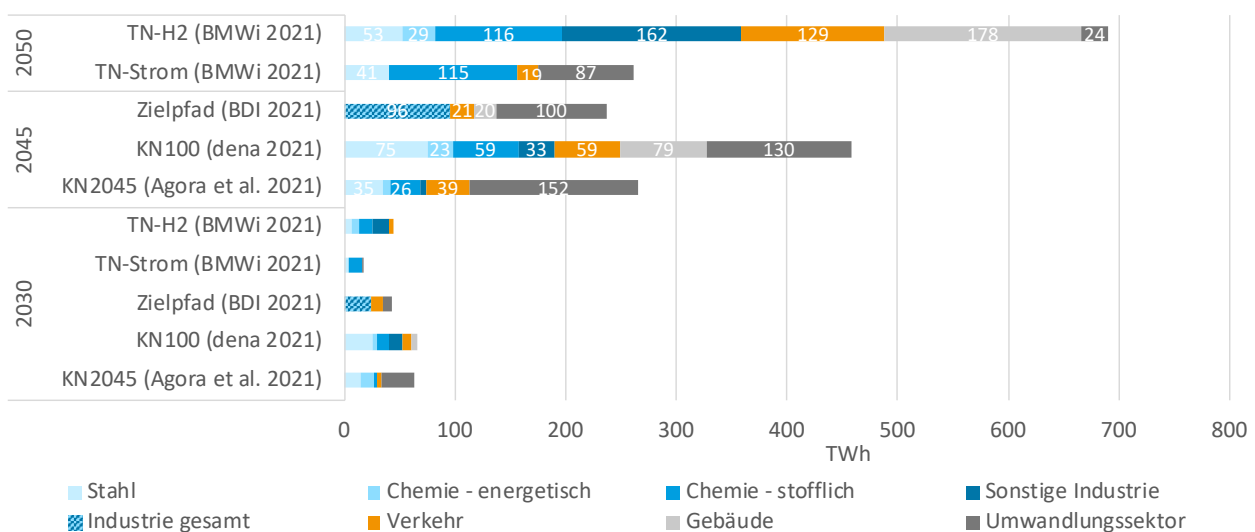


Abbildung 22: Nachfrage nach klimafreundlich erzeugtem Wasserstoff nach Sektoren; Überblick über verschiedene Szenarien und Studie (eigene Zusammenstellung)

Das Szenario „TN-H<sub>2</sub>“ exploriert die Option, in fast allen Sektoren auf den Einsatz von Wasserstoff zu setzen, was unter allen hier betrachteten Szenarien den mit Abstand höchsten Bedarf an H<sub>2</sub> zu Folge hat. Der Wasserstoffbedarf würde dabei zu 56 % auf die Industrie (17 % als stoffliche Nutzung für die Chemieindustrie), rund 25 % in die Gebäudewärme und 19 % in den Verkehrssektor entfallen (vgl. Abbildung 22). Im direkten Vergleich wird im Szenario TN-Strom weniger als die Hälfte des Wasserstoff-Bedarfs gesehen, da hier überwiegend die direkte Elektrifizierung genutzt wird. Folglich ist der Anteil von H<sub>2</sub> für die Industrie mit 60 % (davon 43 % für Chemie) höher und im Verkehr sowie in der Gebäudewärme nahezu Null. Der Stromsektor benötigt dort mehr Ausgleichsenergie, so dass dort in 2045 87 TWh eingesetzt werden, gegenüber nur 24 TWh im TN-H<sub>2</sub>. In der Gegenüberstellung der Einsatzbereiche wird ersichtlich, dass beide Gruppen an erneuerbaren Gasen ähnliche Einsatzbereiche bedienen.

Allerdings bedient Wasserstoff in der Industrie zur Dekarbonisierung von Prozessen ein Segment, das nicht gleichermaßen auf biogene Gase umgestellt werden kann, da Wasserstoff hier als Reduktionsmittel (Stahl) oder Feedstock (Chemie) eingesetzt wird. Demgegenüber kann nur Biomasse anders als Wasserstoff negative Emissionen (BECCS) generieren.

Beide erneuerbaren Gase sind dazu geeignet, Spitzenlast zu erzeugen. Aufgrund der verzögerten zeitlichen Verfügbarkeit von Wasserstoff nach 2030, wird keine direkte Konkurrenz zwischen beiden Energieträgern erwartet. Weiterhin ist der Bedarf an Flexibilitätsoptionen zum Residuallastausgleich insgesamt so hoch, dass Biogas bzw. Biomethan diesen nicht übererfüllen können. Um den Erdgasbedarf so weit wie möglich zu reduzieren, sollten daher alle nachhaltig verfügbaren Potentiale genutzt werden.

Inwieweit diese Anwendung allerdings einen Lock-In bedeutet, ist noch zu untersuchen. Die Leistung von Erdgasanwendungen wird wahrscheinlich bis 2035 konstant bleiben und zurückgehen, was zumindest teilweise betriebswirtschaftlichen Überlegungen entsprechen würde. Das wäre beim Aufbau von neuen Biogas-Kapazitäten anders, die dann nach 2035 nicht mehr zwingend fürs Stromsystem benötigt werden. Im Gegensatz zu Biogas ist Wasserstoff zum Zeitpunkt 2035 eher noch im Hochlauf bzw. Ausbau als im Rückbau befindlich, so dass hier ebenfalls eine andere Dynamik zugrunde gelegt werden sollte.

## 7 Diskussion der Ergebnisse in Bezug auf das energiepolitische Dreieck

Für die Ergebnisdiskussion werden zuerst die Kernergebnisse der Studie zusammengefasst und im Kontext des energiepolitischen Zieldreiecks diskutiert, darauf aufbauend erfolgt eine vergleichende Bewertung der beiden Konversionspfade zur Biogasnutzung in VOV-BHKW und Biomethanaufbereitung plus DZV-BHKW.

### 7.1 Gasförmige Energieträger im energiepolitischen Zieldreieck

Die drei Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks umfassen die Versorgungssicherheit, die Klimaverträglichkeit und die Wirtschaftlichkeit. In neuerer Zeit wird als Erweiterung zum Viereck, als weitere Dimension auch die Akzeptanz mit hinzugezählt<sup>44</sup>, die hier aber unberücksichtigt bleibt.

#### 7.1.1 Versorgungssicherheit

Fragen der Versorgungssicherheit haben in den Jahren 2021 und 2022 enorm an Bedeutung gewonnen, da vor allem im Zuge des Kriegs in der Ukraine die Annahmen zur Erdgasverfügbarkeit sich fundamental gewandelt haben. Die EU, die Bundesregierung als auch die Energiewirtschaft begegnen dieser Situation mit verschiedenen Maßnahmen die darauf abzielen, den Gasverbrauch zu senken, die Speicherbewirtschaftung als strategisches Instrument zu regulieren und die Bezugsquellen zu diversifizieren. Zur Erschließung erneuerbarer Gasquellen wird ein schnellerer Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die langfristige Stärkung der Biogaserzeugung diskutiert. Zum Vergleich hat zu Biomethan aufbereitete Biogas momentan 1 % Anteil am gesamten Gasmarkt. Unabhängig vom Substrateinsatz ließe sich dieser Anteil durch eine forcierte Biomethanaufbereitung vergrößern. Jedoch lassen sich auch mittelfristig nur 3 % des gesamten Gasbedarfes durch Biomethan aus Biogas decken.

---

<sup>44</sup> Akzeptanz und lokale Teilhabe in der Energiewende, Agora Energiewende (2020), [https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020\\_07\\_EE-Akzeptanz/182\\_A-EW\\_Akzeptanz-Energiewende\\_WEB.pdf](https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2020/2020_07_EE-Akzeptanz/182_A-EW_Akzeptanz-Energiewende_WEB.pdf)



Ohne Aufbereitung kann das Biogas bei der Vor-Ort-Verstromung zur flexiblen Stromproduktion beitragen was aktuell etwa 15 % der Stromerzeugung aus Erdgas entspricht. Durch verstärkte Anstrengungen zur flexiblen Stromerzeugung ließen sich bei Beibehaltung der derzeitigen Strommenge bis zu 46 %, also fast die Hälfte, der momentan durch Gaskraftwerke erzeugten Stromproduktion aus Biogas decken<sup>45</sup>.

Bereits vor Ausbruch des Ukraine-Kriegs ist der Bezug von Erdgas immer wieder hinterfragt worden, sodass die Energie-Langfristszenarien bereits bis 2035 einen starken Rückgang von Erdgas als Energieträger angenommen haben. Diese normative Zielsetzung, zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045, führt dazu, dass der Einsatz des fossilen Energieträgers Erdgas langfristig ausläuft. Der Hochlauf von Wasserstoff als auch Biogas bzw. Biomethan trifft also auf einen deutlich sinkenden Absatz von Erdgas (vgl. Abbildung 23), womit sich ein kontinuierlicher Substitutionspfad anbieten würde.

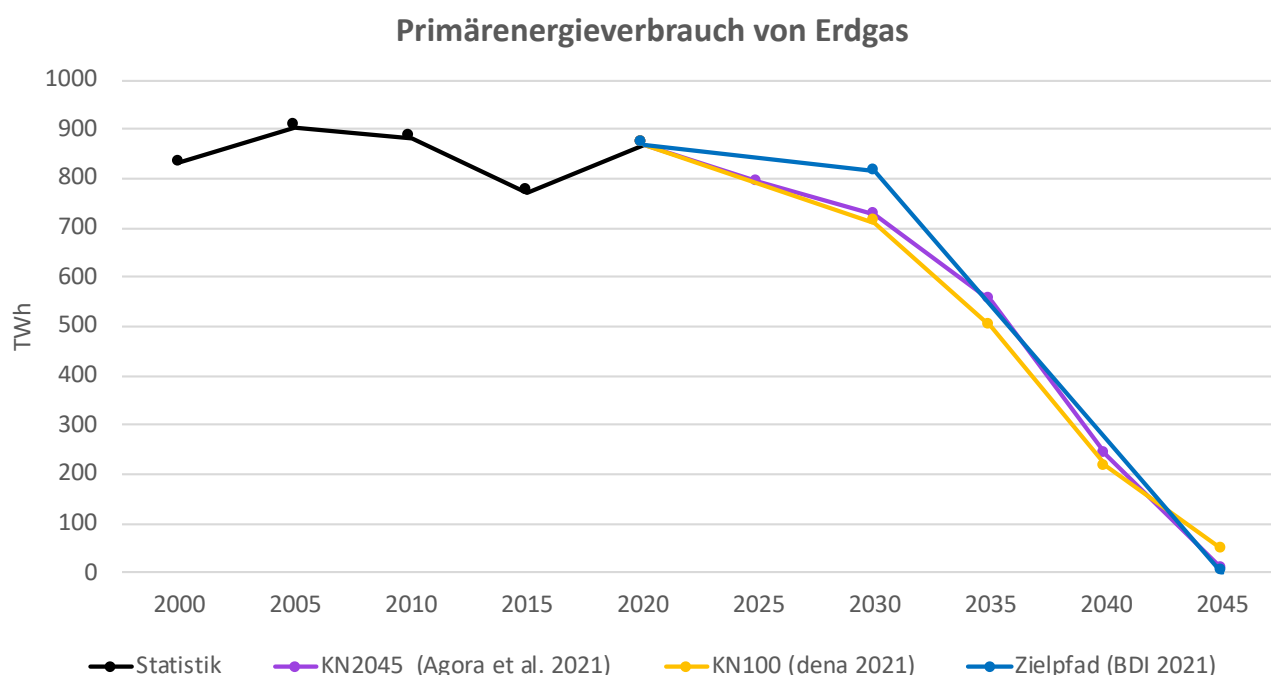


Abbildung 23: Primärenergieeinsatz von Erdgas in Deutschland im Zeitverlauf in verschiedenen Langfrist-Szenarien (eigene Zusammenstellung und Darstellung)

In der Kurzstudie wird gezeigt, dass sowohl Wasserstoff als auch Biogas jeweils nachhaltige Potentiale für eine Teilsubstitution der heutigen Gasverbräuche bieten. Die unter den aktuellen Rahmenbedingungen in der Tendenz wahrscheinlich rückläufige Produktion von Biogas kann dabei durch eine weitestgehend vollständige Umstellung auf Rest- und Abfallstoffe als sehr zukunftssicher angesehen werden. Die Konkurrenz zur Nahrungs- und Futtermittelproduktion wird dadurch schrittweise zurückgefahren und wäre auch für die stoffliche Wertschöpfung gering. Eine gegenüber dem gewählten Maximalszenario erhöhte Biogasproduktion, wäre technisch möglich und bei Weiterentwicklung der bestehenden Infrastrukturen schnell umsetzbar. Die für die Anlagenbetreibenden entscheidenden Stimuli zum Weiterbetrieb und qualitativen Ausbau der bisher noch nicht- oder unzureichend flexibilisierten Anlagen sind vor allem die Agrarpreise sowie die gesetzlichen Anreize vor allem aus dem EEG. Da über die nutzbaren Rest- und Abfallstoffe hinaus vor allem die Zahlungsbereitschaft für nachwachsende Rohstoffe eine entscheidende Rolle spielt und die Retrofit-Maßnahmen zur (zusätzlichen) Flexibilisierung eine langfristige Betriebsperspektive erfordern, müsste dafür vor allem das EEG attraktiver ausgestaltet werden.

<sup>45</sup> DBFZ, Die Rolle von Biogas für eine sichere Gasversorgung in Deutschland (2022), [https://www.dbfz.de/fileadmin//user\\_upload/Referenzen/Statements/Positionspapier\\_Biogas\\_Ukraine.pdf](https://www.dbfz.de/fileadmin//user_upload/Referenzen/Statements/Positionspapier_Biogas_Ukraine.pdf)

In der nationalen Wasserstoffstrategie<sup>46</sup> wird ein Wasserstoffbedarf in 2030 von rund 90-110 TWh/a abgeschätzt. Nach neuerer Abschätzung<sup>47</sup> können davon rund 21 TWh/a in Deutschland erzeugt werden, der größere Teil müsste aus Importen gedeckt werden.

Mögliche Importe sowie die dafür nötige Infrastruktur müssen bereits kurzfristig politisch priorisiert werden, um eine Realisierungschance bis 2030 zu haben. Dieser geht mit einem möglichen bzw. teilweisen Rückbau des bestehenden Erdgasnetzes einher, da Leitungen zum Teil (nach Nachrüstung) umgewidmet werden müssten, um Redundanzen zu vermeiden. Das Fernleitungsnetz bietet damit eine wichtige Grundlage für ein „Hydrogen Backbone“. Diese Transformation sollte nicht auf nationaler, sondern eher auf europäischer Ebene umgesetzt werden, was etwa in der Studie zum European Hydrogen Backbone<sup>48</sup> von mehreren Gas-Fernleitungsnetzbetreibern erstmals entworfen worden ist.

## 7.1.2 Klimaverträglichkeit

Neben dem derzeit im Vordergrund stehenden Thema der Versorgungssicherheit gilt es gleichzeitig die ambitionierten Ziele zur Treibhausgasreduktion nicht aus den Augen zu verlieren. Die Erzeugung und Nutzung von Biogas zur Vor-Ort-Erzeugung von Strom- und Wärme kann hier auf zwei Ebenen entscheidende Beiträge liefern. Zum einen werden durch die Vergärung von tierischen Exkrementen Methanemissionen gegenüber der sonst nicht abgeschlossenen Lagerung vermieden, die durch die spezifisch höhere Klimawirksamkeit von Methan (global warming potential, GWP = 23) einen erheblichen Beitrag zur THG-Verminderung in der Landwirtschaft leistet. Weiterhin wird, unabhängig davon, ob Biogas Vor-Ort in Strom und Wärme umgewandelt oder über die Biomethanaufbereitung netzgebundene Erdgasanwendungen verdrängt, der Verbrauch fossilen Methans reduziert. Da über die gesamte Konversionskette bei der Biogasbereitstellung und Nutzung auch indirekte Emissionen anfallen, ist der Carbon-Footprint des erzeugten Stroms und Wärme nicht null. Für die Bereitstellung einer kWh Strom aus Erdgas werden ca. 350 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh veranschlagt, während die Stromerzeugung aus Biogas zwischen -420 bis 150 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh<sup>49</sup> mit sich bringt.

Bei der Verbrennung bzw. Umsetzung von Wasserstoff verbleibt nur Wasser als Reaktionsprodukt, direkte Treibhausgas- oder andere Emissionen entstehen nicht. Wie beim Biogas sind aber für eine ganzheitliche Betrachtung insbesondere die Emissionen bei der Erzeugung und Distribution zu berücksichtigen. Neuere Studien diskutieren die Klimawirkung von Wasserstoff in der Atmosphäre auch vor dem Hintergrund, dass dieser den Methanabbau blockieren kann, hier besteht allerdings weiterer Forschungsbedarf.

Bei Wasserstoff aus Elektrolyse ist der Emissionsfaktor des eingesetzten Stroms wesentlich und damit die Transformation des Stromerzeugungssystems. Der Benchmark zur Wasserstoffherzeugung über Dampfreformierung läge bei einem Emissionsfaktor für den genutzten Strommix von etwa 180 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh<sup>50</sup>. Der Strommix in Deutschland hatte 2019 noch einen Emissionsfaktor von etwa 400 g (2010 lag er noch bei rund 550 g<sup>51</sup>) (UBA 2020).

---

<sup>46</sup>[https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](https://www.bmbf.de/bmbf/shareddocs/downloads/files/die-nationale-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=1)

<sup>47</sup> Bericht zur Umsetzung der NWS: [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=16](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-der-bundesregierung-zur-umsetzung-der-nationalen-wasserstoffstrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=16)

<sup>48</sup> [https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/2021\\_European-Hydrogen-Backbone\\_Report.pdf](https://www.get-h2.de/wp-content/uploads/2021_European-Hydrogen-Backbone_Report.pdf)

<sup>49</sup> Daniel-Gromke (2020): Optionen für Biogas-Bestandsanlagen bis 2030 aus ökonomischer und energiewirtschaftlicher Sicht [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30\\_texte\\_24-2020\\_biogas2030.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2020-01-30_texte_24-2020_biogas2030.pdf)

<sup>50</sup> Gigler/Weeda 2018

<sup>51</sup> UBA 2020

Beim derzeitigen Strommix und voraussichtlich auch noch bis 2030 ist ein breiter Einsatz von Elektrolyseuren daher – statisch betrachtet – aus Sicht des Klimaschutzes nur dann sinnvoll, wenn infolge des Ausbaus der Elektrolyseure zusätzliche Erneuerbaren-Anlagen errichtet werden. Diese „Zusätzlichkeit“ wird energiepolitisch angestrebt und ist im *Delegated Act zur RED II*<sup>52</sup> der EU verankert.

Hier wird zudem festgelegt, welche Emissionen mit der Erzeugung von Wasserstoff verbunden sein dürfen, damit dieser als „grün“ und damit klimaneutral anerkannt wird. Dieser Wert liegt mit rund 100 g CO<sub>2</sub>Äq/kWh Wasserstoff<sup>53</sup> noch vergleichsweise hoch und weist noch ein bedeutendes Minderungspotential auf. Der Delegated Act ist derzeit offen zur Konsultation.

Ein weiterer Vorteil von inländischer Elektrolyse liegt in der Nutzbarkeit von ansonsten abgeregeltem „Überschuss-Strom“, dessen Potential allerdings stark begrenzt ist. Die Möglichkeit der flexiblen Fahrweise von Elektrolyseuren würde aber die Systemintegration fluktuierender erneuerbarer Energien unterstützen.

### 7.1.3 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit spielt bei der Versorgung mit gasförmigen Energieträgern vor dem Hintergrund der aktuell hohen Inflationsraten eine wichtige Rolle, wenn zwischen verschiedenen Optionen abgewogen werden soll. Aus betriebswirtschaftlicher Perspektive sind dabei nicht alleine die Gestehungs- bzw. Bezugskosten des Energieträgers für sich genommen relevant, sondern diese müssen auch immer mit den erzielbaren Erlösen für die erzeugten Produkte ins Verhältnis gesetzt werden. So führt zwar einerseits die derzeitige Teuerung auf den Agrarmärkten dazu, dass auch Energiepflanzen zur Biogaserzeugung von Preissteigerungen betroffen sind, da aber auch die Strom- und Wärmemärkte steigende Preise verzeichnen muss das nicht zwingend dazu führen, dass der Anlagenbetrieb unattraktiv wird.

Eine direkte ökonomische Vergleichbarkeit von Biogas und Wasserstoff, als gasförmige Energieträger mit ähnlichem Einsatzprofil ist auf Grund der sehr unterschiedlich strukturieren Wertschöpfungsketten schwierig. Auf mittlere Sicht kann aber davon ausgegangen werden, dass z.B. die brennstoffbezogenen Grenzkosten für Spitzenlaststrom aus Wasserstoff deutlich über denen von Biogas oder auch Biomethan liegen. Es wird sich auf Grund gestaffelter Preise für die verschiedenen erneuerbaren Brennstoffe im Stromsektor, wie auch heute üblich eine Merit-Order am Spotmarkt ausbilden. Dadurch wird dann in Abhängigkeit der Residuallast und Grenzkosten der verfügbaren Kraftwerke, sehr wahrscheinlich sowohl Biogas, Biomethan als auch Wasserstoff zur Stromerzeugung zum Einsatz kommen, wenn für die Vorhaltung der entsprechenden Kapazitäten eine Amortisation über die entsprechenden Investitionszyklen zu erwarten ist.

Da im aktuellen Markdesign aber vor allem die preissetzenden Anlagen in der Regel nur knapp oberhalb oder genau entsprechend ihrer Grenzkosten Erlöse erwirtschaften können, können unter Umständen flankierende Refinanzierungsmechanismen erforderlich sein, um ausreichend Kapazitäten vorzuhalten. Bei plötzlich auftretenden Knappheitssituationen würden trotz dann auftretender hoher Knappheitssignale neuen Kapazitäten nicht schnell genug errichtet werden. Die im EEG bereits implementierten Instrumente der Flexibilitätsprämie und des Flexibilitätszuschlages erfüllen genau diese Funktion und könnten für eine Mobilisierung der ungenutzten Flexibilitätspotentiale zielgerichtet ausgebaut werden.

---

<sup>52</sup> [https://ec.europa.eu/info/news/commission-launches-consultation-regulatory-framework-renewable-hydrogen-2022-may-20\\_en](https://ec.europa.eu/info/news/commission-launches-consultation-regulatory-framework-renewable-hydrogen-2022-may-20_en)

<sup>53</sup> M. Schimmel: Nachhaltigkeitskriterien für grünen Wasserstoff. Guidhouse-Vortrag bei IN4climate; online; Februar 2022

## 7.2 Vergleich von Biogasanlagen mit VOV, dem Biomethan-Pfade sowie Elektrolyse-basierter Gase

Bei der Allokation der erzeugten Rohbiogasmengen auf Vor-Ort-Verstromungsanlagen bzw. Biomethanaufbereitungsanlagen sind die beiden Pfade hinsichtlich ihrer spezifischen Stärken-Schwächen unterschiedlich zu bewerten. Für eine übersichtliche Darstellung der jeweiligen Vorzüge und Einschränkungen werden diese in Tabelle 6 kompakt dargestellt.

Tabelle 6: Übersicht der Stärken und Schwächen für die Biogasnutzungspfade Vor-Ort-Verstromung (VOV) und der dezentralen Nutzung von Biomethan in Blockheizkraftwerken (DZV)

Konversionspfad	Stärken	Schwächen
Biogas-VOV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Nutzung räumlich dispers und zeitlich saisonal anfallender Reststoffe durch kurze Wege (kleinere Anlagen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Wärmevermarktung am Anlagenstandort ohne passende Wärmesenke oder Wärmenetz eingeschränkt</li> </ul>
Biomethan-DZV	<ul style="list-style-type: none"> <li>Integration in Quartiere und Wärmenetze durch Standortwahl möglich</li> <li>Vermarktungsflexibilität für Biomethan: Strom, Wärme &amp; Kraftstoff</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erschließung von Rest- und Abfallstoffen mit höherem logistischem Aufwand verbunden</li> <li>Abhängigkeit von der Gasnetzinfrastruktur</li> </ul>

Die Vor-Ort-Verstromung hat den Vorteil, dass hier deutlich niedrigere „economies of scale“ gelten und damit schon bei relativ kleinen Bemessungsleistungen um 100 kW Anlagen technisch & ökonomisch sinnvoll zu betreiben sind. Die meisten VOV-Biogasanlagen liegen deutlich über dieser Schwelle. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze zur Gasaufbereitung liegt bezogen auf die Rohgaserzeugung je nach notwendiger Peripherie (Tankstelle, Gaseinspeisung etc.) um den Faktor 5 bis 10 höher. Außerdem ist bei größer dimensionierten Gaserzeugungseinheiten die Logistik gerade für Rest- und Abfallstoffe aufwendiger, da diese häufig räumlich dispers anfallen und auch oft saisonalen Verfügbarkeitschwankungen unterliegen.

Ein wesentlicher Vorteil von Biomethan ist, dass die Erzeugung sowohl räumlich als auch zeitlich von der Nutzung entkoppelt werden kann. Die hierfür notwendige Erdgasnetzinfrastruktur ist aber nicht unbedingt langfristig verfügbar. Unter den betrachteten Energiestudien sind die BMWK-Langfristszenarien diejenigen, welche die detailliertesten Untersuchungen zur Entwicklung von Infrastrukturen vorgenommen haben. Die dort getroffene Annahme, dass das Erdgasnetz bis zum Zielzustand in weiten Teilen zurück gebaut bzw. zu einem reinen Wasserstoff-Netz umgewidmet wird, schränkt also zumindest die leitungsgebundene Biomethanproduktion bzw. -nutzung potentiell ein.

Vor allem die erwähnten räumlichen Aspekte (Rohstoffverfügbarkeiten und Wärmesenken) führen im Ergebnis dazu, dass beide Konversionspfade ihre Daseinsberechtigung haben, um für alle Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks einen größtmöglichen Nutzen zu generieren.

## 8 Anhang

### 8.1 Exkurs zur Verzahnung der Biogasproduktion mit der Landwirtschaft

Die Biogasproduktion ist auf vielfältige Weise eng mit der landwirtschaftlichen Produktion verzahnt. Zum einen werden überwiegend Landwirtschaftliche Haupt- und Nebenprodukte zur Biogasproduktion eingesetzt. Zum anderen werden, mit wenigen Ausnahmen, die anfallenden Gärreste als organischer Dünger wieder auf landwirtschaftliche Flächen zurückgeführt.

In Bezug auf die Energiegehalte dominieren nachwachsender Rohstoffe (NawaRo) den Substrateinsatz (vgl. Kapitel 4), davon ist wiederum der größte Teil Maissilage. Anders als trockene und gut transportierbare Agrarprodukte wie Getreide oder Ölsaaten, haben die klassischen Einsatzstoffe für die Biogaserzeugung häufig geringere Trockensubstanzgehalte und sind damit weniger transportwürdig. Sie werden deshalb eher lokal gehandelt, unterliegen aber trotzdem einer Kopplung an die globalen Agrarmärkte. Bei der Anbauplanung bevorzugt der Landwirt aus unternehmerischer Sicht Kulturen, die unter Berücksichtigung der Hektarerträge, der spezifischen Preise sowie der Produktionsintensität (Saatgut, Pflanzenschutz, Düngemittel, Arbeitsaufwand, Maschineneinsatz) möglichst hohe Deckungsbeiträge erwirtschaften.

Die Preisbildung für Maissilage kann also indirekt über die Berechnung eines Gleichgewichtspreises in Bezug auf den Großhandelspreis für Weizen ermittelt werden. Mit Hilfe des Maispreis-Rechners der Landwirtschaftskammer (LWK) Niedersachsen ermittelte Gleichgewichtspreise für Brotweizenpreise ergeben bei sonst gleichen Annahmen eine Verteuerung der Maissilage von 46,3 EUR/t<sub>FM</sub> auf 112,3 EUR/t<sub>FM</sub> (Gleichgewichtspreis für Weizen von 200 EUR/t bzw. 500 EUR/t) und damit einer Erhöhung der anteiligen Stromgestehungskosten (LCOE) führen (Differenzkosten bis zu 47,3 EUR/MWh, vgl. Tabelle 7).

Tabelle 7: Anteilige levelized costs of electricity (LCOE) in Bezug auf den Substrateinsatz bei unterschiedlichen Weizenpreisen und die Differenzkosten gegenüber dem berechneten Preisniveau von 2020 (46,3 EUR/t FM Maissilage), weitere Annahmen: elektrischer Wirkungsgrad 40 %, 60 % Maisanteil massebezogen, Nicht-Maissubstrate mit 15 EUR/t FM und 79 m<sup>3</sup>/t FM

Maispreis	Anteilige LCOE	Differenzkosten
[EUR / t FM]	[EUR / MWh]	[EUR / MWh]
46,3	48,8	0
57,4	58,2	9,4
68,4	67,7	18,9
79,4	77,2	28,4
90,4	86,7	37,9
101,3	96,1	47,3
112,3	105,6	56,8

Diese Betrachtung ist sehr stark vereinfacht und berücksichtigt nicht, dass im Zuge steigender Preise für Weizen und damit auch für Energiepflanzen wie Maissilage, diese zunehmend durch günstigere Rest- und Abfallstoffe substituiert werden könnten. Hierbei wirken in der Praxis aber Hemmfaktoren wie Logistikaufwand, saisonaler Anfall, Inhomogenität dafür, dass die zusätzlich eingeworbenen Rest- und Abfallstoffe ebenfalls nur zu höheren Kosten mobilisierbar sind und unter Umständen eine Vorbehandlung bedürfen. Weiterhin stellt das vorhandene Faulraumvolumen eine physikalische Begrenzung für die Substitution von Einsatzstoffen mit hoher Energiedichte

gegen solche mit einem spezifisch geringeren Energiegehalt dar. Eine Erhöhung der Anteile energieärmerer Substrate führt bei konstanter Raumbelastung zur Verkürzung der hydraulischen Verweilzeiten. Damit verschlechtern sich tendenziell die Gasausbeuten. Außerdem setzen gesetzlich geforderte Mindestverweildauern Grenzen für den Einsatz energieärmerer Einsatzstoffe, wenn die Gaserzeugung insgesamt nicht reduziert werden soll.

## 8.2 Annahmen zur Mobilisierbarkeit und resultierende Biogaspotentiale von bisher ungenutzten Rest- und Abfallstoffen

Die Primärdaten zum bisher ungenutzten Potential für vergärbare Rest und Abfallstoffe basiert auf dem Nationalen Monitoring biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle in Deutschland<sup>54</sup> sowie den in diesem Zusammenhang veröffentlichten Kennzahlen für Rohstoffeigenschaften und Konversionsfaktoren<sup>55</sup>. Aufbauend auf diesen Primärdaten wurden im Rahmen der Kurzstudie zu den Annahmen zur absoluten Potentialmenge innerhalb der angegebenen Bandbreiten als Median sowie individuelle Mobilisierungsquoten getroffen. Die gesetzten Mobilisierungsquoten stellen Schätzungen dar die folgenden Aspekte berücksichtigen:

- Getreidestroh: zunehmender Konkurrenzdruck durch stoffliche Nutzungsoptionen
- Gülle (Rinder und Schweine): geringe Transportwürdigkeit
- Mist (Rinder und Schweine): gute Transportwürdigkeit aber kleinteiliges Aufkommen
- Mist (Hühner): gute Transportwürdigkeit
- Biogut private Haushalte: bestehende Logistikketten aber keine vollständige Erfassung
- Grüngut: bestehende Logistikketten aber z.T. kleinteiliges Aufkommen, saisonale Verfügbarkeit
- Speiseöle private Haushalte: Hohe Konkurrenz zum Biodieselpfad, fehlende Erfassungssysteme
- Lebensmittel- und Kantinenabfälle: bestehende Logistik, kleinteiliges Aufkommen

Tabelle 8: Potentiale und Kennzahlen für Rest- und Abfallstoffe zur Biogaserzeugung (gerundete Angaben)

Stoffgruppe	Potential min.	Potential max.	Potential. median	Spez. CH <sub>4</sub> Ertrag	Mobil.-quote	H <sub>i</sub>
[-]	[Tsd. t TM]	[Tsd. t TM]	[Tsd. t TM]	[m <sup>3</sup> / t TM]	[%]	[GWh]
Getreidestroh	4.300	9.300	6.800	172	33	3.900
Rindergülle	1.800	5.600	3.700	163	25	1.500
Schweinegülle	260	840	550	204	25	280
Rindermist	3.200	6.900	5.100	210	50	5.320
Schweinemist	270	490	380	198	50	380
Hühnertrockenkot	220	320	270	206	50	280
Biogut priv. Haushalte	240	870	550	184	66	670
Grüngut	2.300	4.300	3.300	297	50	4.900
Speiseöle priv. Haushalte	250	410	330	562	10	180
Lebensmittelabfälle	3	6	4	355	33	5
Küchen- Kantinenabfälle	27	250	140	313	33	140

<sup>54</sup> Nationales Monitoring biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle in Deutschland Teil 1: Basisdaten zu Biomassepotenzialen (2020): [https://www.openagrar.de/receive/openagrar\\_mods\\_00065538](https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00065538)

<sup>55</sup> Nationales Monitoring biogener Reststoffe, Nebenprodukte und Abfälle in Deutschland Teil 2 : Rohstoffeigenschaften und Konversionsfaktoren (2020): [https://www.openagrar.de/receive/openagrar\\_mods\\_00065551](https://www.openagrar.de/receive/openagrar_mods_00065551)

### 8.3 EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen

Tabelle 9: EEG-Ausschreibungen für Biomasseanlagen 2017 – 2022 nach der Rundenübersicht der Bundesnetzagentur.

Gebots-termin	Ausschreibungs-volumen (kW)	Gebots-menge (kW)	Zuschlags-menge (kW)	Anzahl Zuschläge <sup>1</sup>	Zuschlagswert Neuanlagen, gew. Mittel (ct/kWh)	Zuschlags-wert Bestands-anlagen, gew. Mittel (ct/kWh)
09/2017	122.446	40.912	27.551	24	14,81	14,16
09/2018	225.807	88.958	76.537	79	14,72	14,74
04/2019	133.293	27.328	25.528	19	14,57	12,14
11/2019	133.293	76.803	56.725	50	14,58	12,43
04/2020	167.770	92.486	90.456	38	14,44	13,59
11/2020	167.770	50.407	28.307	19	14,43	15,76
03/2021	300.000	43.633	33.870	38	15,09	18,11
09/2021	274.860	86.471	69.552	73	16,08	18,07
03/2022	274.860	80.934	68.301	56	15,81	15,74
Gesamt	1.800.099	587.932	476.827	396		

<sup>1</sup> Zuschläge nach Zuschlagserteilung, ohne Berücksichtigung von nachträglich bezuschlagten Geboten

Quelle: Bundesnetzagentur 2022, Rundenübersicht zur Ausschreibung von Biomasseanlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG), Stand 26.04.2022.

[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik\\_Biomasse.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Statistiken/Statistik_Biomasse.html)