Energie, Klima, Umwelt I Klima

Entwicklungspotenziale für nachhaltige Biomassenutzung in Bayern

vbw

Studie
Stand: August 2026

Eine vbw Studie, erstellt von der FfE

Die bayerische Wirtschaft



Hinweis

Zitate aus dieser Publikation sind unter Angabe der Quelle zulässig.

Vorwort

Biomassepotenziale für eine erfolgreiche und nachhaltige Wirtschaft heben

Die nachhaltige Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft gehört zu den zentralen Zukunftsaufgaben unserer Zeit. Die Sicherung einer wettbewerbsfähigen, ressourceneffizienten und resilienten Wirtschaft erfordert den intelligenten Einsatz aller verfügbaren Potenziale. Dazu zählt auch die nachhaltige Nutzung von Biomasse.

Biomasse nimmt innerhalb einer klimaneutralen und kreislauforientierten Wirtschaft eine besondere Rolle ein. Sie ist ein regional verfügbarer Rohstoff, der vielfältige Verwendungsmöglichkeiten bietet, von der stofflichen über die energetische Nutzung bis hin zur Bereitstellung biobasierter Grundstoffe für zahlreiche industrielle Anwendungen. Gerade aufgrund dieser vielfältigen Einsatzmöglichkeiten gewinnt die Frage an Bedeutung, wie die vorhandenen Biomassepotenziale effizient, nachhaltig und wertschöpfungsorientiert erschlossen und genutzt werden können.

Gleichzeitig sind einige Herausforderungen zu bewältigen. Biomasse sowie die damit verbundenen Flächen sind nur begrenzt verfügbar und unterliegen Nutzungskonkurrenzen. Viele bestehenden Biogasanlagen sehen derzeit noch einer ungewissen Zukunft entgegen, da bestehende Förderungen sukzessive auslaufen und künftige Erlöschancen von teilweise noch ungeklärten Rahmenbedingungen abhängen.

Die vorliegende Studie untersucht die Entwicklungsmöglichkeiten für eine nachhaltige Biomassenutzung in Bayern mit Fokus auf das Energiesystem und zeigt auf, welche Nutzungspfade volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoll sind. Ebenfalls ordnet sie die aktuellen Rahmenbedingungen ein und zeigt das zukünftige Potenzial und Geschäftsmodelle für den Wirtschaftsstandort Bayern auf.

Bertram Brossardt
04. August 2026

Inhalt

1 Biomasse in Bayern 4

1.1 Status quo des Aufkommens und der Nutzung von Biomasse in Bayern 4
1.1.1 Landwirtschaftliche Biomasse 7
1.1.2 Forstwirtschaftliche Biomasse 8

1.2 Kriterien für die Nachhaltigkeit von Biomasse 8

1.3 Marktdynamik beim Handel von Biomasse 10

1.4 Zukünftige Entwicklung des Aufkommens von Biomasse in Bayern 11
1.4.1 Landwirtschaftliche Biomasse 11
1.4.2 Forstwirtschaftliche Biomasse 14

1.5 Zukünftige Entwicklung der Nutzungskonkurrenzen für Biomasse anhand einer Biomasse-Leiter 14

2 Zukunft der energetischen Biomassenutzung 18

2.1 Anlagen in der Biomasseverstromung in Bayern 18

2.2 Regulatorische Rahmenbedingungen für energetische Biomassenutzung 20
2.2.1 Biogene Energieträger im EEG 20
2.2.2 Verteilung der Gasnetzanschlusskosten für Biomethananlagen 22
2.2.3 Gebäudemodernisierungsgesetz und Grüngasquote 23

2.3 Einordnung zukünftiger Geschäftsmodelle für Biogasanlagen 26
2.3.1 Methodik zur Geschäftsmodellbewertung 27
2.3.2 Geschäftsmodellbewertung Flexibilisierung der Biogasverstromung 28
2.3.3 Geschäftsmodellbewertung Biogasaufbereitung 33
2.3.4 Gegenüberstellung der betrachteten Geschäftsmodelle 39

3 Die Rolle von BECCS für die Klimaziele 41

3.1 Notwendigkeit von BECCS für die Klimaneutralität 41

3.2 Anrechenbarkeit von Negativemissionen 44

3.3 Wirtschaftlichkeit von BECCS 45

4 Ausblick für die Biomasse-Nutzung in Bayern 49

Anhang 50
Abkürzungsverzeichnis 52

Literaturverzeichnis 54
Ansprechpartner/Impressum 59

Zusammenfassung

Nutzungskonkurrenzen und begrenztes Angebot: Die Rolle von Biomasse im zukünftigen Energiesystem Bayerns

Die vorliegende Studie untersucht die Entwicklungspotenziale einer nachhaltigen Biomassenutzung in Bayern. Dazu werden das verfügbare Biomasseangebot, die regulatorischen Rahmenbedingungen sowie mögliche Entwicklungen von Angebot, Nachfrage und Nutzungspfaden analysiert.

Ein besonderer Schwerpunkt der Betrachtungen liegt auf der zukünftigen Rolle von Biogasanlagen. Da für einen großen Teil der bayerischen Biogasanlagen die EEG-Förderung (Erneuerbare-Energien-Gesetz) bis 2030 ausläuft, stehen Betreiber vor der Herausforderung, neue wirtschaftlich tragfähige Geschäftsmodelle zu erschließen. Neben der Flexibilisierung von Biogasverstromung ist auch die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan eine Option. Die Nachfrage und damit auch die Wirtschaftlichkeit wird insbesondere davon geprägt sein, wie das Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) umgesetzt wird. Mit den geplanten Instrumenten Biotreppe und Grüngasquote rückt Biomethan zunehmend in den Fokus der energie- und klimapolitischen Debatte. Befürworter verweisen auf die Möglichkeit, bestehende Gasinfrastrukturen weiter zu nutzen und Bereiche zu dekarbonisieren, in denen eine direkte Elektrifizierung nur eingeschränkt möglich ist. Auf der anderen Seite werden immer wieder die begrenzten Verfügbarkeiten nachhaltiger Biomasse und die damit verbundenen Nutzungskonkurrenzen diskutiert.

Neben der Bereitstellung erneuerbarer Energie kann Biomasse künftig auch zur Erzeugung von Negativemissionen beitragen. Die Studie untersucht, wie die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von biogenem CO_2 (Bioenergy Carbon Capture and Storage, BECCS) zum Erreichen der Klimaneutralität beitragen kann und unter welchen wirtschaftlichen und regulatorischen Voraussetzungen eine Umsetzung möglich ist.

Aus der durchgeführten Analyse leiten sich folgende Kernaussagen ab:

1. Biomasse ist und bleibt eine wichtige Ressource und Energieträger – Zunehmende Nutzungskonkurrenzen und abnehmendes Angebot bedingen eine zielgerichtete Nutzung und Mobilisierung von bisher ungenutzten Potenzialen.

Ein Großteil der in Bayern verfügbaren Biomasse wird bereits heute für die Tierhaltung, die Nahrungsmittelproduktion sowie stoffliche und energetische Anwendungen genutzt. Gleichzeitig begrenzen Klimawandelfolgen, Anforderungen an den Boden- und Naturschutz sowie die Ausweitung des Ökolandbaus die zukünftige Verfügbarkeit. Das begrenzte Biomasseangebot trifft auf eine steigende Nachfrage aus unterschiedlichen Sektoren. Aus Systemsicht sollte Biomasse vor allem dort eingesetzt werden, wo nur wenige Alternativen bestehen, etwa in der Bau- und Chemieindustrie, bei klimaneutralen Kraftstoffen für Luft- und Schiffsverkehr oder in einzelnen industriellen Prozesswärmeanwendungen. Diese Priorisierung deckt sich jedoch nicht immer mit den regulatorischen Anreizen und

Zahlungsbereitschaften. Um den steigenden Bedarf zu decken, müssen zusätzliche Potenziale mobilisiert werden, insbesondere bei Nebenprodukten und Abfällen wie Gülle, Mist, Stroh oder Grüngut. Deren Nutzung muss jedoch mit Anforderungen an Bodenfruchtbarkeit, Humusaufbau und geschlossenen Stoffkreisläufen vereinbar sein.

2. Biogasanlagen mit auslaufender EEG-Förderung benötigen eine klare Zukunftsperspektive. Ohne Förderung oder regulatorische Anreize würden dem Energiesystem die erneuerbaren Erzeugungspotenziale aus Biogasanlagen verloren gehen.

Mit dem Auslaufen der EEG-Förderung für einen großen Teil der bayerischen Biogasanlagen bis 2030 steht die Branche vor einem Wandel und Zukunftsfragen zum weiteren wirtschaftlichen Betrieb. Die durchgeführten Analysen zeigen, dass ein Verbleib dieser Anlagen im Stromsystem ohne Förderung auch bei einer Flexibilisierung der Stromerzeugung nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Auch die Aufbereitung des Biogases zu Biomethan und dessen Einspeisung ins Erdgasnetz benötigt Anreize über den CO_2-Preis hinaus, um Geschäftsmodelle entstehen zu lassen. Durch das Auslaufen der Gasnetzzugangsverordnung müssten Biomethaneinspeiser zukünftig den vollen Umfang der Gasnetzanschlusskosten tragen, was die Kosten für Biomethan zusätzlich deutlich steigen lassen würde.

3. Durch das Gebäudemodernisierungsgesetz wird die Nachfrage nach Biomethan in Zukunft deutlich zunehmen. In der Folge steigt die Zahlungsbereitschaft, aber gleichzeitig die sektorale Nutzungskonkurrenz.

Aktuelle regulatorische Entwicklungen, insbesondere das Gebäudemodernisierungsgesetz und die zusätzlich geplante Grüngasquote für bestehende Gasheizungen, können die Nachfrage nach Biomethan deutlich erhöhen. Eine Abschätzung möglicher Nachfragekorridore zeigt, dass der zusätzliche Bedarf im Gebäudesektor bereits 2035 das heutige Niveau der bayerischen Biomethanerzeugung überschreiten kann und 2040 selbst im konservativsten Korridor mehr als doppelt so hoch liegt. In der Folge würden durch regulatorisch erzwungene Nachfrage Geschäftsmodelle für die Aufbereitung von Biogas zu Biomethan entstehen, da Erzeuger Kosten an Abnehmer durchreichen könnten. Gleichzeitig verschärft die Nachfrage die Nutzungskonkurrenz um Biomasse.

4. Die EEG-Anschlussförderung bietet Anlagen in der Biogasverstromung eine wirtschaftliche Perspektive. Eine Flexibilisierung durch Überbauung der Leistung erweist sich als wirtschaftlicher als eine Reduktion des Biomasseeinsatzes.

Biogasanlagen mit auslaufender EEG-Förderung haben die Möglichkeit, an Auktionen um eine zwölfjährige Anschlussförderung teilzunehmen. In dieser Förderung wird die Flexibilisierung der Stromerzeugung stark angereizt. Die Analysen zeigen, dass das Förderformat Anlagen eine wirtschaftliche Perspektive ermöglicht. Dies gilt sowohl für eine Flexibilisierung durch Überbauung der Leistung als auch durch eine Flexibilisierung im Bestand durch Reduktion des Biomasseeinsatzes. Das Konzept der Überbauung der Leistung weist dabei jedoch eine höhere Wirtschaftlichkeit auf.

5. BECCS leistet einen wichtigen Beitrag zur Klimaneutralität. Bereits die Potenziale an Industrie- und Abfallstandorten können ausreichen, um verbleibende fossile Restemissionen Bayerns bilanziell auszugleichen.

Auch bei einer weitgehenden Dekarbonisierung werden in Bayern und Deutschland unvermeidbare Restemissionen verbleiben. Die Abscheidung und dauerhafte Speicherung von biogenem CO_2 (BECCS) erzeugt Negativemissionen und leistet damit einen Beitrag, um diejenigen Emissionen auszugleichen, die technisch nicht zu vermeiden sind. Die betrachteten BECCS-Potenziale zeigen, dass CO_2-Abscheidung in Industriebetrieben und in der thermischen Abfallbehandlung, die aufgrund regulatorischer Vorgaben ohnehin CO_2 abscheiden müssen, ausreicht, um fossile Restemissionen auszugleichen. Ein vielfaches Potenzial besteht weiterhin in der Energiewirtschaft wie z.B. an Biogasanlagen oder Biomassekraftwerken.

6. Für einen breiten Einsatz von BECCS in der Energiewirtschaft fehlen wirtschaftliche und regulatorische Anreize.

Wirtschaftlichkeitsanalysen zeigen, dass BECCS unter den heutigen Marktbedingungen noch nicht wirtschaftlich betrieben werden kann. Trotz möglicher Erlöse aus CO_2-Zertifikaten oder Negativemissionszertifikaten bestehen Finanzierungslücken, sodass zusätzliche regulatorische Anreize oder Fördermechanismen für einen breiten Markthochlauf erforderlich sind.

1 Biomasse in Bayern

Begrenztes Angebot macht eine zielgerichtete Nutzung von Biomasse und die Mobilisierung von bisher ungenutzten Potenzialen notwendig

Biomasse ist ein vielfältig einsetzbarer erneuerbarer Energieträger und Rohstoff. Sie ermöglicht bereits heute die wirtschaftliche Reduktion von Treibhausgasemissionen in Anwendungen, für die bislang nur begrenzte oder teure Alternativen existieren, etwa in der Wärmebereitstellung, im Verkehrssektor oder im Bausektor. Zukünftig werden weitere Anwendungen interessant, z. B. bei der Bereitstellung von Negativemissionen, als Rohstoff in der Industrie oder flexibler Energieträger.

Doch Biomasse ist eine begrenzte Ressource. Ein Großteil der verfügbaren Biomasse ist bereits heute in bestehenden Stoffkreisläufen gebunden, insbesondere in der Nahrungsmittelproduktion, der Tierhaltung sowie in stofflichen und energetischen Anwendungen. Zukünftige Entwicklungen wie Klimawandelfolgen, Anforderungen an den Natur- und Bodenschutz sowie eine steigende Nachfrage nach biogenen Kohlenstoffquellen verstärken die Nutzungskonkurrenz. Vor diesem Hintergrund gewinnen Fragen nach effizienter und nachhaltiger Nutzung von Biomasse und nach der zukünftigen Rolle von bayerischen Biogasanlagen zunehmend an Bedeutung.

1.1 Status quo des Aufkommens und der Nutzung von Biomasse in Bayern

Biomasse umfasst in der Energiesystemperspektive organische Stoffe pflanzlichen oder tierischen Ursprungs, die energetisch genutzt werden können. Dazu zählen sowohl **nachwachsende Rohstoffe aus der Land- und Forstwirtschaft** als auch **biogene Nebenprodukte und Abfälle**.

Zu den landwirtschaftlichen Hauptprodukten zählen beispielsweise Mais, Gras- und Ganzpflanzensilage. Diese werden unter anderem zur Erzeugung von Biogas und Biomethan genutzt. Getreide und Zuckerrüben dienen der Bioethanolerzeugung. Biodiesel wird aus Raps hergestellt. Landwirtschaftliche Hauptprodukte dienen darüber hinaus als Ausgangsstoffe für Bioraffinerien oder Stärke, Zucker, Proteine und Fasern werden stofflich in der Industrie genutzt.

Aus der Forstwirtschaft stammen vor allem Waldholz und Kurzumtriebsplantagen wie Weiden und Pappeln, deren Biomasse sowohl stofflich in der Holz-, Papier- und Verpackungsindustrie als auch energetisch in Form von Hackschnitzeln, Scheitholz oder Pellets genutzt wird. Darüber hinaus kann Holz als Ausgangsstoff für Lignin-basierte Chemikalien oder die Herstellung von Synthesegas dienen.

Zu den biogenen Nebenprodukten zählen unter anderem Stroh, Rinde, Sägespäne und unbehandeltes Altholz. Sie werden beispielsweise in Heizkraftwerken energetisch verwertet oder stofflich in Holzwerkstoffen eingesetzt. Darüber hinaus kann vor allem Stroh als Ausgangsstoff für Lignin-basierte Chemikalien verwendet werden. Nebenprodukte wie Gülle und Mist können in Biogasanlagen vergoren werden.

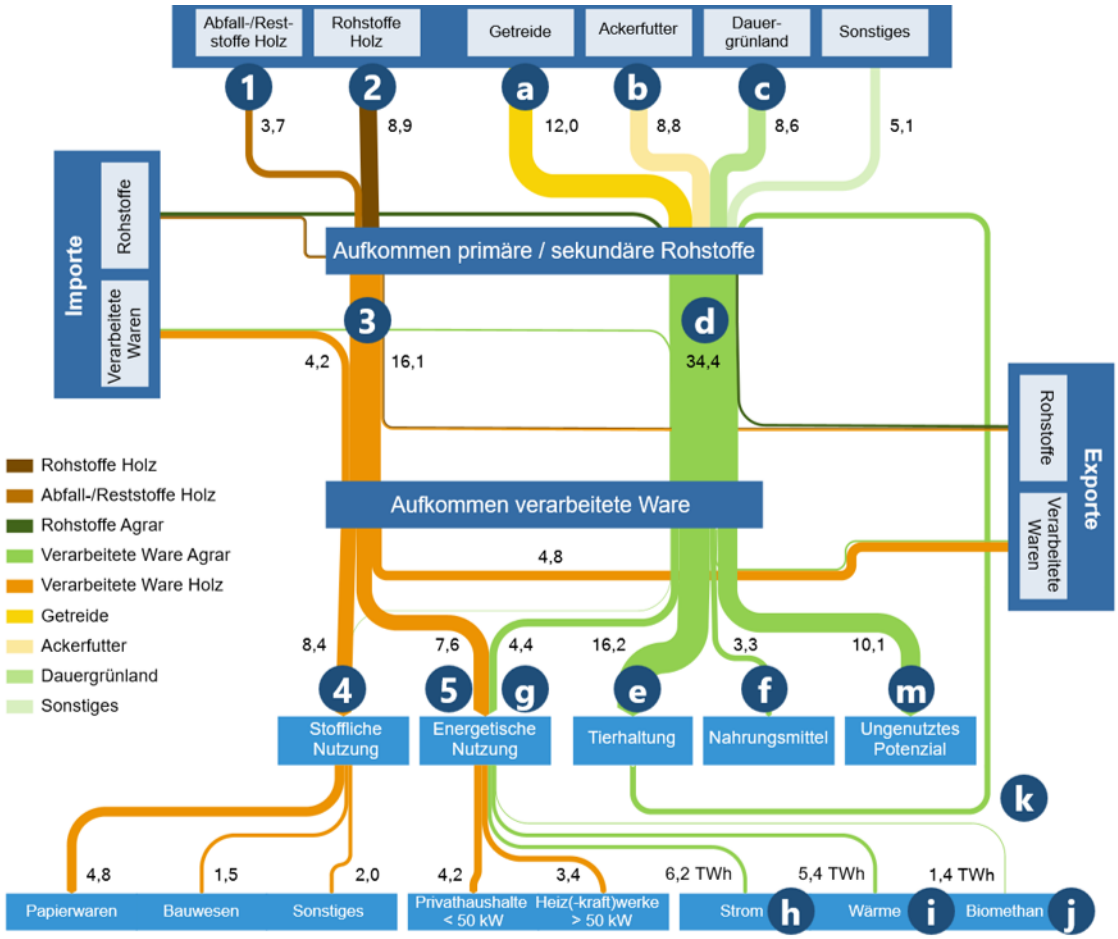
Biogene Abfälle umfassen unter anderem Bioabfälle, Grünschnitt, Laub, Fettabscheiderinhalte, Klärschlamm und Altholz. Diese werden überwiegend energetisch genutzt, etwa zur Biogasproduktion (Bioabfälle, Klärschlamm) oder in Müllverbrennungsanlagen.

Eine Kategorisierung kann abgesehen von der Herkunft auch in feste, flüssige und gasförmige Biomasse erfolgen. Unter feste Biomasse fällt vor allem Holz, unter flüssige Biomasse Biokraftstoffe und unter gasförmige Biomasse Biogas und -methan.

Abbildung 1 zeigt die zentralen Stoffströme der Biomasse in Bayern vom Aufkommen bis hin zu den verschiedenen Nutzungspfaden. Dabei wird deutlich, dass die Landwirtschaft (grün) im Vergleich zur Forstwirtschaft (orange) die wichtigste Quelle für Biomasse darstellt. In den folgenden Unterkapiteln wird zuerst die landwirtschaftliche Biomasse anhand der in Abbildung 1 dargestellten Elemente beschrieben sowie die Bedeutung ihrer energetischen Nutzung, gefolgt von der forstwirtschaftlichen. Die Kapitelinhalte basieren – sofern nicht anders angegeben – auf Ergebnissen aus der Vorbereitung einer Bayerischen Biomasse-Ressourcenstrategie [23].

Abbildung 1

Aufkommen und Nutzung von Biomasse in Bayern in Mio. t Trockenmasse im Status quo (2021) aus der Studie zur Vorbereitung einer Bayerischen Biomasse-Ressourcenstrategie [23]



Quelle: Eigene zusammenfassende Darstellung der Stoffströme basierend auf [23], gerundet auf eine Nachkommastelle

1.1.1 Landwirtschaftliche Biomasse

Die landwirtschaftliche Biomasse entsteht überwiegend in der Inlandsproduktion Bayerns in Form von:
– Getreide wie Winterweizen ⓐ,
– Ackerfutter wie Silomais und Kleegras ⓑ sowie
– Dauergrünland wie Wiesen ⓒ.

Insgesamt belief sich das Biomasseaufkommen aus der Landwirtschaft im Jahr 2021 auf rund 34 Mio. t Trockenmasse (TM) ⓓ**.** Die landwirtschaftlich genutzte Fläche in Bayern beträgt 3,2 Mio. ha und macht damit fast die Hälfte der Gesamtfläche Bayerns (7,1 Mio. ha) aus.

Die Nutzung der landwirtschaftlichen Biomasse erfolgt entlang mehrerer Pfade:
– Tierhaltung: ca. 16 Mio. t TM ⓔ,
– Nahrungsmittelproduktion: ca. 3 Mio. t TM ⓕ,
– Energetische Nutzung: ca. 4 Mio. t TM ⓖ.
Die energetische Nutzung von Biomasse nimmt eine relevante Rolle ein und erreicht ein ähnliches Mengenniveau wie die Nahrungsmittelproduktion. Der größte Anteil der landwirtschaftlichen Biomasse wird jedoch für die Tierhaltung verwendet. Insgesamt entfallen rund 15 Prozent der Ackerflächen auf die energetische Biomassenutzung.

Die energetische Nutzung erfolgt vor allem über die Biogaserzeugung. Wichtige Substrate sind [24]:
– Maissilage,
– Grünland,
– Gülle und Mist sowie
– regionsspezifisch Energierüben.

Abfälle spielen eine untergeordnete Rolle bei den Biogassubstraten [25]. Biogasanlagen produzierten 2021 1.713 Mio. m³ Biogas. Es diente der Erzeugung von:
– 6,2 TWh Strom ⓗ,
– 5,4 TWh Wärme ⓘ,
– 132 Mio m³ Biomethan ⓙ sowie
– Gärresten, die in die Landwirtschaft zurückgeführt und als Dünger genutzt werden.

Die bayerische Energiebilanz zeigt, dass der Deckungsanteil von Biogas am Nettostromverbrauch bei ca. 9 Prozent liegt [26]. Eine weitaus geringere – und daher in der Abbildung nicht darstellbare – energetische Nutzung erfolgt durch Biokraftstoffe. Nichtsdestotrotz entfällt ungefähr 20 Prozent der der energetischen Nutzung zugeordneten Flächen auf den Rapsanbau für Biokraftstoff [24].

Ein wichtiges Element in der Landwirtschaft ist das Prinzip der Kreislaufführung ⓚ. Dabei werden Reststoffe aus der Tierhaltung (Gülle und Mist) sowie weitere Nebenprodukte (Stroh) zum Erhalt der Bodenfruchtbarkeit zurück auf die Felder geführt.

1.1.2 Forstwirtschaftliche Biomasse

Auch für die forstwirtschaftliche Biomasse verdeutlicht Abbildung 1 die zentralen Stoffströme entlang von Produktion, Verarbeitung und Nutzung. Die forstwirtschaftliche Biomasse stammt überwiegend aus:
– Waldholzeinschlag ①,
– dem Recycling von Abfällen wie Altpapier und Altholz ② sowie
– sowie Resten aus der Holzverarbeitung ③.

Im europaweiten Vergleich ist der absolute und flächenbezogene Holzvorrat in Bayern am höchsten [27]. Das Aufkommen verteilt sich etwa zur Hälfte auf direkten Waldholzeinschlag und zur anderen Hälfte auf die verarbeiteten und recycelten Holzströme.

Etwa die Hälfte des Holzaufkommens wird in der Papierindustrie und im Baugewerbe stofflich verwertet ④. Die andere Hälfte wird der energetischen Verwertung in Privathaushalten und Biomasseheiz(kraft)werken zugeführt ⑤. Die bayerische Energiebilanz zeigt, dass biogene Festbrennstoffe[1] bei der Wärmebereitstellung, vor allem aus dem Bereich Haushalte und GHD, ca. 20 Prozent des Endenergieverbrauchs decken [26]. Bei alldem spielt die kaskadierte Nutzung eine zentrale Rolle: Hochwertiges Holz aus dem Waldeinschlag wird zunächst möglichst stofflich eingesetzt, während geringerwertige Holzanteile und Reststoffe aus der Verarbeitung als Input für weitere stoffliche Nutzungsstufen dienen oder energetisch verwertet werden.

1.2 Kriterien für die Nachhaltigkeit von Biomasse

Die Nutzung von Biomasse ist durch eine Vielzahl von Zielkonflikten geprägt. Sie kann durch die Substitution fossiler Energieträger oder die Bereitstellung biogener Kohlenstoffquellen einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Anbaubiomasse hat vor allem kurz- und mittelfristig in Szenarien einen ganzheitlichen systemischen Vorteil, da die Dekarbonisierung beschleunigt wird [28]. Generell verbraucht die Energieerzeugung aus Anbaubiomasse allerdings mehr Fläche als die Erzeugung aus anderen Erneuerbaren Energien. Bei der Flächennutzung steht landwirtschaftliche Biomasse in Konkurrenz zu Nahrungsmitteln, Tierhaltung und wertvollen Ökosystemen wie artenreiches Grünland und Mooren, weshalb diese Flächen gesetzlich, z. B. durch das Umbruchverbot geschützt sind. Bei Nebenprodukten herrscht auch ein Zielkonflikt zwischen der energetischen Verwertung zum Klimaschutz und weiteren Naturschutzanliegen. Nebenprodukte dienen der Nährstoffversorgung von Böden. Indem sie auf die Felder ausgebracht werden, erhalten sie Humus, verhindern Bodenerosion und Austrocknung. Sie ersetzen mineralische Dünger und senken so Betriebskosten. Da Nebenprodukte diese wichtigen Funktionen erfüllen, muss sichergestellt werden, dass immer genügend organisches Material auf die Felder zurückgeführt wird. [23] Auch in der Forstwirtschaft ist es wichtig, Kriterien für die Nachhaltigkeit der Biomasse zu diskutieren, denn die Kohlenstoffbilanz im Wald ist nur ausgeglichen, wenn die gleiche Holzmenge nachwachsen kann, die entnommen wird. Eine Rodung

[1] inklusive Klärschlamm

muss also vermieden werden, um das Ökosystem Wald zu erhalten und Klimaschutz zu gewährleisten [29]. In Bayern wird seit Jahrzehnten ein Waldumbau von schnell wachsenden nadelholzdominierten Beständen hin zu klimaresilienteren Mischwäldern betrieben, um die Stabilität und Multifunktionalität der Wälder langfristig zu sichern. Die nachhaltige Nutzung von Bayerns Wäldern wird durch internationale Zertifizierungen bestätigt wie das internationale Gütesiegel PEFC (Programme for the Endorsement of Forest Certification Schemes) oder das Gütesiegel FSC (Forest Stewardship Council). Das PEFC tragen in Bayern mehr als 90 Prozent der Wälder. [79]

Die Nutzung von Biomasse unterliegt daher einer fortwährenden Nachhaltigkeitsdiskussion und ist an europäische, nationale und landesspezifische Standards für die nachhaltige Nutzung gebunden. Diese Standards wirken sich darauf aus, in welchem Maß Biomasse für die Energieerzeugung genutzt werden kann. Die regulatorischen Vorgaben und politischen Strategien wirken sowohl fördernd (für Nebenprodukte) als auch begrenzend (für Anbaubiomasse) auf die Entwicklung der energetischen Biomassenutzung. In der Forstwirtschaft begrenzen regulatorische Vorgaben zu Holzentnahmen sowohl die stoffliche als auch energetische Bewirtschaftung [23].

Gemäß den europäischen Vorgaben aus der Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED II), die in der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) bzw. Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) umgesetzt sind, darf landwirtschaftliche Biomasse nicht von Flächen mit hohem Wert für die biologische Vielfalt oder hohem Kohlenstoffbestand stammen, das heißt nicht aus Feuchtgebieten, oder Torfmooren. Für forstwirtschaftliche Biomasse gilt die Verpflichtung zu nachhaltiger Waldbewirtschaftung. Darüber hinaus müssen bei der energetischen Nutzung in den Anlagen Mindestanforderungen an die Treibhausgasminderung erfüllt werden, die bei 70 Prozent für feste und 80 Prozent für gasförmige Biomasse liegen. Die Einhaltung dieser Anforderungen ist Voraussetzung für die Inanspruchnahme der EEG-Vergütung und wird über Zertifizierungen wie ISO 13065 überprüft. [30]

Mit der Novelle der Richtlinie RED III im Jahr 2023 wird der Substratwandel weg von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) wie Mais hin zu Nebenprodukten und Abfällen wie Gülle angereizt. Durch die Anpassung der deutschen Verordnungen unterliegen die Anlagen strikteren Treibhausgas-Grenzwerten. Doch viele Bestandsanlagen, so auch zwei Drittel des nach EEG geförderten Biomethans, sind nicht konform, da der Anteil der Anbaubiomasse im Substratmix zu hoch ist. [31] Die innerhalb der Bundesregierung abgestimmten Verordnungsentwürfe der BioSt-NachV und Biokraft-NachV wurden am 14. Juli 2026 bei der Europäischen Kommission eingereicht. Sie enthalten einen Bestandsschutz bis Ende 2030. Das Inkrafttreten der novellierten Verordnungen wird nach Abschluss der dreimonatigen Notifizierung erwartet. [32]

Zentrale Leitlinie aus den Eckpunkten für eine Nationale Biomassestrategie (NABIS) [1] ist aufgrund der oben beschriebenen Zielkonflikte die Kaskadierung. In Kapitel 1.5 zeigen wir eine Kaskadierung von Anwendungsfällen in Form einer Biomasse-Leiter auf. Biomasse soll laut [1] möglichst **zunächst stofflich genutzt** und erst nachgelagert energetisch verwertet werden. Dabei soll sie dort eingesetzt werden, wo sie künftig für die Energiewende

alternativlos ist, z. B. bei der Erzeugung von Prozesswärme auf hohen Temperaturniveaus in der Industrie, wo eine Elektrifizierung nicht möglich ist. Vorrangig eingesetzt werden sollen **Nebenprodukte und Abfälle**. Neben der generellen Priorisierung der stofflichen Nutzung soll die **Mehrfachnutzung** und **Kreislaufführung** biogener Stoffe eine dauerhafte Kohlenstoffbindung stärken. Ein Beispiel für die Kreislaufführung ist die Verbrennung von Hackschnitzeln mit anschließender Pflanzenkohlenutzung als Tierfutterzusatz.

Neben restriktiven Vorgaben existieren auch zahlreiche politische Instrumente, die die energetische Nutzung von Biomasse **fördern**. Auf nationaler Ebene bildet das EEG (siehe Kapitel 2.2.1) das zentrale Förderinstrument für die Stromerzeugung aus Biomasse. Es setzt wirtschaftliche Anreize für den Betrieb und die Flexibilisierung von Biogasanlagen und beeinflusst damit maßgeblich die Struktur des Anlagenparks. In Bayern ergänzen spezifische Programme wie „BioMeth Bayern“ zur Förderung von Biomethaneinspeisung oder „BioWärme Bayern“ zur Förderung von Biomasseheizkraftwerken für die Wärmeversorgung in Quartieren diese Rahmenbedingungen.

1.3 Marktdynamik beim Handel von Biomasse

Der Biomassemarkt ist stark von den physikalischen Eigenschaften der jeweiligen Rohstoffe sowie von regionalen Rahmenbedingungen geprägt. Eine zentrale Unterscheidung ergibt sich zwischen landwirtschaftlicher Biomasse und Holz, die jeweils unterschiedliche Marktakteure, -strukturen und Transportlogiken aufweisen.

Die zentralen Akteure im Biogasmarkt und -kreislauf sind **landwirtschaftliche Betriebe**. Für Landwirte ergeben sich durch die energetische Nutzung von Biomasse **ökonomische Anreize**:

- Die Verwertung von Reststoffen schafft **zusätzliche Erlösquellen**.
- Gleichzeitig können Entsorgungskosten reduziert werden, etwa bei der Vergasung belasteter Gülle.
- Gärreste können wiederum als organischer Dünger eingesetzt werden und tragen zur Schließung von Stoffkreisläufen bei.

Das zentrale Ziel landwirtschaftlicher Betriebe liegt in der Produktion von Nahrungsmitteln und Futtermitteln. Die Nutzung von Biomasse im Energiesystem stellt daher meist eine zusätzliche Verwertungsoption von Nebenprodukten dar. Im Gegensatz dazu ist die Forstwirtschaft sowohl auf die stoffliche als auch die energetische Nutzung von Holz ausgerichtet.

Der **landwirtschaftliche Biomassemarkt ist überwiegend regional organisiert**. Dies liegt insbesondere an den hohen Transportkosten und der begrenzten Lagerfähigkeit vieler agrarischer Rohstoffe. Substrate wie Gülle weisen einen hohen Wassergehalt auf, wodurch ihre wirtschaftlich tragfähige Transportdistanz begrenzt ist. Getreide bildet die Ausnahme. Während Rohbiogas aufgrund seiner geringen Transportfähigkeit vor Ort in Blockheizkraftwerken genutzt wird, erfolgt die Nutzung des daraus erzeugten und eingespeisten Stroms überregional. Die erzeugte Wärme wird vor Ort oder in Nahwärmenetzen genutzt,

während aufbereitetes Biomethan durch Einspeisung in das Gasnetz eine überregionale Nutzung ermöglicht.

Im Gegensatz dazu ist der **Holzmarkt deutlich stärker überregional organisiert**. Abbildung 1 zeigt die Im- und -Exporte ins deutsche Ausland, die innerdeutschen Im- und Exporte sind statistisch nicht erfasst. Generell kommt es innerhalb Deutschlands immer wieder zu Verlagerungen, wenn in einem Bundesland in einem Jahr besonders viel oder wenig Holz aufgrund von Kalamitäten geerntet wird. Holz ist gut lagerfähig und weist eine höhere Wertdichte auf, wodurch größere Transportdistanzen wirtschaftlich sind. Die Holzernte in Bayern ist selbst in schwierigen Lagen technisch möglich und nur durch die Wirtschaftlichkeit eingeschränkt.

1.4 Zukünftige Entwicklung des Aufkommens von Biomasse in Bayern

Die bayerische Studienlage zeigt, dass die Substratverfügbarkeit für Biogasanlagen von komplexen Faktoren, wie der regulatorisch beeinflussten Anbaukultur, den Tierbeständen und dem Klimawandel beeinflusst wird. Häufigere Trockenperioden und Extremwetterereignisse, welche mit dem Klimawandel zusammenhängen, deuten dabei auf ein sinkendes Angebot hin. Freie Potenziale gibt es lediglich im Segment der Nebenprodukte, unter anderem bei Gülle. Bei einem somit veränderten Substrateinsatz weg von kohlenstoffreichen Pflanzen wie Maissilage, Stroh oder Zuckerrübe hin zu energieärmeren Nebenprodukten wie Grassilage und Gülle würde der Methanertrag pro Tonne Substrat sinken [33]. Der Methanertrag beeinflusst die Wirtschaftlichkeit von Geschäftsmodellen. Im Folgenden werden die Faktoren, die die zukünftige Entwicklung des Aufkommens von Biomasse in Bayern beeinflussen, erläutert.

1.4.1 Landwirtschaftliche Biomasse

Im Folgenden werden Einflussfaktoren aus der Vorbereitung einer Bayerischen Biomasse-Ressourcenstrategie [23] zusammengefasst, die die **Substratverfügbarkeit für Biogasanlagen negativ, positiv und neutral** beeinflussen. Die Studie untersucht mehrere Szenarien zur Abschätzung der verfügbaren Biomasse. Zusammengefasst werden die Faktoren in Tabelle 2.

Tabelle 1
Einflüsse auf das zukünftige Aufkommen von landwirtschaftlicher Biomasse

Negative Einflüsse	Neutrale Einflüsse	Positive Einflüsse
Klimawandel	Freiwerdendes Dauergrünland	Schließung von Stoffkreisläufen (z. B. Düngung mit Gärresten, Pflanzenkohlenutzung)

Erhalt von Bodenfruchtbarkeit & Humus	Reduktion der Lebensmittelabfälle	Paludikulturen (z. B. Schilf) auf wiedervernässten Mooren
Rückgang der Tierbestände		Präzisionslandwirtschaft
Ausbau des Ökolandbaus, inkl. neuer Zwischen- und Zweitfrüchte		
Natur- & Umweltschutzauflagen		
Moorwiedervernässung		

Die Landwirtschaft stellt generell den größten Anteil der in Bayern verfügbaren Biomasse bereit (34 Mio. t TM). Bereits heute ist ein Großteil der landwirtschaftlichen Biomasse in bestehenden Nutzungskreisläufen gebunden, insbesondere für Nahrungsmittelproduktion, Tierhaltung und innerbetriebliche Stoffkreisläufe.

In einem ersten Szenario mit Erfüllung der Ökolandbau-Vorgabe sinkt die Verfügbarkeit von 34 Mio. t TM auf 31 Mio. t TM im Jahr 2030. In der nationalen Biodiversitätsstrategie für 2030 wird das Ziel festgelegt 30 Prozent der landwirtschaftlichen Flächen mit **Ökolandbau** zu bewirtschaften. 2021 betrug der Anteil in Bayern 12 Prozent. Im Ökolandbau gehen die Erträge der landwirtschaftlichen Hauptprodukte zurück. Vielfältigere Fruchtfolgen führen mit Leguminosen oder Mischkulturen wie Kleegras zu zusätzlichen Biomasseaufkommen. Allerdings wird ein erheblicher Teil dieser Biomasse für die Aufrechterhaltung der Bodenfruchtbarkeit und des Nährstoffkreislaufs benötigt und steht daher nicht für eine weitere stoffliche oder energetische Nutzungen zur Verfügung.

In einem zweiten Szenario zu zukünftigen Entwicklungen unter Berücksichtigung von **Klimawandelfolgen** ist mit einem Rückgang der verfügbaren pflanzlichen Biomasse auf 32 Mio. t TM im Jahr 2030 zu rechnen durch steigende Temperaturen von plus 1,9 Grad Celsius, weniger Niederschlag im Sommer und mehr Starkregen im Frühjahr. Ein besonders starker Rückgang von Minus 10 Prozent ist beim **Maisertrag** prognostiziert. Dabei werden Klimawandeleffekte im Modell teilweise unterschätzt, da ertragsmindernde Faktoren wie Schädlingsbefall oder Extremwetterereignisse nicht vollständig berücksichtigt werden.

Parallel zum Druck durch den Klimawandel steigt der Bedarf an landwirtschaftlicher Biomasse zur **Erhaltung der Bodenfruchtbarkeit** und Humusaufbau (siehe Kapitel 1.2). In Abbildung 1 ⓜ sind ca. 10 Mio. t TM als **ungenutztes Reststoffpotenzial** ausgewiesen, v. a. Getreidestroh, Rindermist und -gülle, Grüngut und Nadelwaldrestholz. Um dieses Potenzial energetisch zu nutzen, müssten die Funktionen der Nährstoffversorgung laut Studienautor*innen durch **mineralische Dünger** erfüllt werden. Dadurch ergibt sich der in Kapitel 1.2

angesprochene Zielkonflikt zwischen Klimaschutz und weiteren Umweltbelangen. Speziell bei Stroh wäre in Deutschland etwa ein Drittel des Aufkommens theoretisch für außerlandwirtschaftliche Zwecke nutzbar. Bayern zeigt ein im Bundesländervergleich geringeres Strohaufkommen, da im Voralpenraum und den Mittelgebirgen kein **Stroh** produziert wird, andererseits ein hoher Einstreubedarf in der Tierhaltung besteht, sodass derzeit nur ca. drei Prozent außerlandwirtschaftlich in Biogasanlagen eingesetzt wird. Das Steigerungspotenzial ist aus den oben genannten Gründen zum Bodenerhalt begrenzt.

In einem dritten Szenario werden die potenziellen Veränderungen der **Tierhaltungsbestände** bis 2030 untersucht. Die zukünftige Reduktion der Tierbestände an Rindern (-9 %) und Schweinen (-30 Prozent) ist auf eine geringere Nachfrage und die Aufgabe von Betrieben zurückzuführen. Sie führe zu einem Rückgang an Futtermittelflächen und -bedarf (-1,5 Mio. t TM), aber auch einer **Reduktion des Gülleaufkommens** (-13 Prozent). Zudem wird Dauergrünland frei, für das keine alternative landwirtschaftliche Nutzung vorgesehen ist.

In einer anderen Studie ([25]) wird im Gegensatz zu den Erkenntnissen in [23] ein kurzfristig **steigendes Biomassepotenzial für Biogasanlagen** errechnet. Die Studie unterscheidet ein niedriges, ein mittleres und ein hohes Szenario für das Jahr 2030. Das mittlere Szenario beschreibt die Fortschreibung der heutigen Bedingungen (+ 80 Prozent Biogaspotenzial). Im hohen Szenario werden zusätzliche Potenziale insbesondere durch eine stärkere Nutzung von Gülle erschlossen (+ 105 Prozent). Das niedrige Szenario berücksichtigt dagegen restriktivere Entwicklungen (+ 70 Prozent) und deckt sich in seinen Annahmen mit denen aus [23]. Die Studie stellt den Bedarf an landwirtschaftlicher Biomasse, insbesondere Nebenprodukten wie Gülle, zur **Erhaltung der Bodenfruchtbarkeit** und zum Humusaufbau (siehe Kapitel 1.2) nicht in Frage. Die Szenarien in [25] gehen allerdings davon aus, dass die Gülle erst der Biogasproduktion dient und dabei anfallende **Gärreste** auf die **Flächen zurückgeführt** werden. Gärreste sind ein besserer Dünger als Gülle, während die direkte Ausbringung von Gülle stärker zum Humusaufbau beiträgt. Durch den Umstieg auf Gärreste können **Biogaspotenziale bei Nebenprodukten freigesetzt** werden. Die Nutzung von Abfällen wie häuslichem und gewerblichem Bioabfall spielt bereits im Status quo eine untergeordnete Rolle. Aufgrund der Ziele zur Reduktion der Lebensmittelverschwendung ist im niedrigen Szenario eine Senkung des Potenzials zu erwarten, im hohen Szenario hingegen eine steigende Erfassung organischer Abfälle. Des Weiteren berücksichtigt die Studie über einen vereinfachten Ansatz, dass freiwillige **Maßnahmen zum Natur- und Umweltschutz den Flächenertrag reduzieren.** Diese werden durchfinanzielle Kompensationen gemäß Kulturlandschaftsprogramm (KULAP) und Vertragsnaturschutzprogramm (VNP) des Bayerischen Staatsministeriums für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus (StMELF) sowie des Bayerischen Staatsministeriums für Umwelt und Verbraucherschutz (StMUV) angereizt. Es fließen je nach Szenario unterschiedlich starke Annahmen zur **Moorwiedervernässung** in die Potenzialermittlung ein. Die Moorwiedervernässung ist gefördert durch das bayerische Moorbauernprogramm und wird durch die Ziele zur Klimaneutralität und die EU-Verordnung zur Wiederherstellung der Natur gestützt. Die Faktoren Klimaschutz und Ökolandbau werden im Vergleich zu [23] nicht explizit modelliert. Ein Rückgang der Tierbestände hingegen findet Berücksichtigung (-10 Prozent im niedrigen Szenario).

Neben bestehenden Einschränkungen existieren auch Faktoren, die die **zukünftige Verfügbarkeit von Substraten für Biogasanlagen erhöhen** oder stabilisieren können. Ein wichtiger Treiber liegt in der Weiterentwicklung landwirtschaftlicher Produktionssysteme. Fortschritte in der **Präzisionslandwirtschaft** sowie neue Anbauformen wie **Paludikulturen** wie Schilf ermöglichen eine effizientere Nutzung landwirtschaftlicher Flächen. Dadurch können Erträge gesteigert und bislang nur eingeschränkt nutzbare Flächen wie etwa wiedervernässte Moore nutzbar gemacht werden. [28]

1.4.2 Forstwirtschaftliche Biomasse

Im Bereich der forstwirtschaftlichen Biomasse zeigt sich laut [23] eine zeitlich differenzierte Entwicklung. Der Holzeinschlag im Jahr 2020 betrug 18,03 Mio. Erntefestmeter ohne Rinde. **Kurz- bis mittelfristig** ist ein **steigendes Holzaufkommen** zu erwarten, d.h. für einen begrenzten Zeitraum von 10 bis 20 Jahren zusätzlich insgesamt rund 84,5 Mio. Erntefestmeter ohne Rinde. Ursache sind die Altersstruktur und die Maßnahmen zum Waldumbau, die notwendig werden, um die Widerstandsfähigkeit gegenüber Klimawandel und Massenerkrankungen von Waldbeständen, sogenannten Kalamitäten, zu erhöhen. Modellierungen zeigen, dass durch einen verstärkten Waldumbau über einen Zeitraum von etwa zwei Jahrzehnten zusätzliche Mengen entnommen werden können. Danach ist jedoch mit einem **Rückgang auf ein langfristig niedrigeres Niveau** zu rechnen. [23]

1.5 Zukünftige Entwicklung der Nutzungskonkurrenzen für Biomasse anhand einer Biomasse-Leiter

Die Konkurrenz um Biomasse wird sich zukünftig aufgrund des sich potenziell verringernden Angebots (siehe Kapitel 1.4) sowie einer Zunahme der Nutzungsmöglichkeiten und der Nachfrage verstärken.

Im Zuge der Dekarbonisierung steigt die Nachfrage nach biogenen Kohlenstoffquellen. **Lignozellulosehaltige Rohstoffe wie Holz und Stroh** können beispielsweise zur Herstellung von Synthesegas und in weiteren Schritten zur Produktion **chemischer Grundstoffe** wie Methanol genutzt werden. Daraus ergibt sich potenziell eine zunehmende Konkurrenz um bestimmte Biomassefraktionen, insbesondere Stroh, das sowohl als Industriestoff als auch als **Biogassubstrat** verwendet werden kann. **Stärkepflanzen wie Getreide**, die bislang primär energetisch in der **Ethanol- oder Biogasproduktion** verwendet werden, können zur Herstellung von Biopolymeren genutzt werden. [34]

Auf gesamtdeutscher Ebene gehen Modellierungen davon aus, dass ein Großteil des **Holzeinschlags** sowie der forstwirtschaftlichen Nebenprodukte und Abfälle **vermehrt stofflich genutzt** wird. Der Anstieg wird durch den **Bausektor** und die oben beschriebene Nutzung lignozellulosehaltiger Stoffe in der Chemieindustrie (siehe Abschnitt 1.4.1) getrieben. [35] Aktuell werden rund 40 Prozent des in Bayern erzeugten Schnittholzes exportiert, was auf ein Potenzial zur stärkeren regionalen Nutzung im bayerischen Bauwesen hinweist [23].

Neben den genannten Faktoren, die die Nutzungskonkurrenz eindeutig verstärken, existieren auch Einflussfaktoren, deren Wirkung auf die Substratverfügbarkeit insgesamt als **neutral** einzustufen ist, beispielsweise bei der Transformation des Verkehrssektors. Mit der zunehmenden **Elektrifizierung des Straßenverkehrs** könnte der Bedarf an Biokraftstoffen im Pkw-Segment sinken. Dadurch würden landwirtschaftliche Flächen frei, die bislang für Energiepflanzen genutzt wurden (siehe Kapitel 0). Durch das Automobilpaket der Europäischen Kommission 2025 wurde allerdings festgelegt, dass Automobilhersteller ab 2035 ihre Auspuffemissionen nicht um 100 Prozent, sondern nur 90 Prozent reduzieren müssen. Für die verbleibenden 10 Prozent der Emissionen ist eine Anrechnung über technologieoffene Kompensationsmechanismen wie grüner Stahl, Biokraftstoffe oder E-Fuels möglich. Eine weitergehende Anrechenbarkeit erneuerbarer Kraftstoffe ist in der Diskussion. Gleichzeitig steigt der Bedarf an **biogenen Kraftstoffen** in schwer elektrifizierbaren Bereichen, beispielsweise im **Schiffs- und Flugverkehr.** [28]

Wir führen das Konzept einer „Biomasse-Leiter“ ein, um die energetische und stoffliche Biomassenutzung systematisch zu vergleichen und zu priorisieren. Vor dem Hintergrund begrenzter Verfügbarkeit nachhaltiger Biomasse und zunehmender sektorübergreifender Konkurrenz bietet die „Biomasse-Leiter“ eine strukturierte Grundlage für die Diskussion darüber, ob die aktuellen regulatorischen Anreize und die aktuelle Zahlungsbereitschaft mit systemisch optimalen Nutzungspfaden für Biomasse im Einklang stehen.

Alle relevanten Anwendungsfälle für Biomasse im Energiesystem werden - gruppiert nach der Herkunft des Substrats (siehe Tabelle 1) - anhand von drei Kriterien bewertet:
- verfügbare Alternativen,
- Nachhaltigkeit und
- technische Machbarkeit.

Der Einsatz von Biomasse in den Anwendungen wird mit **Alternativen** wie z. B. Elektrifizierung oder dem Einsatz von Wasserstoff anhand der Wirtschaftlichkeit, der Systemresilienz, der regionalen Verfügbarkeit und der Flächennutzungseffizienz verglichen. Die **Nachhaltigkeit** umfasst das Treibhausgasverminderungspotenzial, den Beitrag zu geschlossenen Stoffkreisläufen, die Beschleunigung der Energiewende sowie weiterreichende Umweltauswirkungen (Biodiversität, Eutrophierung[2], usw.). Bei der **Machbarkeit** werden technische Voraussetzungen, wie der Technology Readyness Level (TRL) oder Infrastrukturverfügbarkeit, und die Verfügbarkeit auf der Angebotsseite berücksichtigt. Der Machbarkeit wird eine geringere Gewichtung zugewiesen, da die technische Reife im Laufe der Zeit verbessert werden kann und somit nur eine vorübergehende Einschränkung darstellt, während Unterschiede in der Nachhaltigkeit und der Verfügbarkeit von Alternativen grundlegende und dauerhafte Zielkonflikte zwischen den Anwendungsfällen widerspiegeln. Neben der Bewertung der drei Aspekte können in einer gesamtwirtschaftlichen Betrachtung allerdings weitere Faktoren relevant sein, die hier nicht explizit berücksichtigt werden. Hierzu zählen Auswirkungen einer priorisierten Biomasseallokation auf die Wettbewerbsfähigkeit in anderen Wirtschaftsbereichen. So kann die Lenkung begrenzter

[2] Eutrophierung bezeichnet die Anreicherung von Nährstoffen in Gewässern, was zu übermäßigem Wachstum von Algen führt. Das Algenwachstum sorgt für Sauerstoffmangel im Gewässer und gefährdet die Lebensgrundlage für andere Lebewesen.

Biomasseressourcen in bestimmte Anwendungen die Entwicklungsmöglichkeiten anderer nicht berücksichtigter Sektoren, z. B. der Automobilindustrie, mindern.

Auf der Grundlage der multikriteriellen Bewertung werden die Anwendungsfälle in fünf Stufen (A bis E) eingeteilt. Die Priorisierung wird anschließend mit den beobachteten Zahlungsbereitschaften abgeglichen, um zu beurteilen, inwieweit die wirtschaftlichen Anreize mit der systemoptimalen Priorisierung übereinstimmen. Zudem werden Fälle, in denen die Tragfähigkeit strukturell durch die Marktbedingungen gestützt wird, von solchen unterschieden, die auf Fördermaßnahmen (z. B. EEG oder Quoten) beruhen. Die Bewertung stützt sich auf verschiedene Quellen, darunter CO_2-Verminderungskostenkurven, Energiesystemanalysen, Stoffflussstudien sowie aktuelle Regulatorik und Marktbeobachtungen.

Die Ergebnisse zeigen zwei Biomasse-Leitern, jeweils für die Substratarten „land- und forstwirtschaftliche Hauptprodukte“ (siehe Abbildung 2) und „Nebenprodukte und Abfälle“ (siehe Abbildung 3). Die Leitern bilden einen übergeordneten Orientierungsrahmen für die systemische Priorisierung von Biomasse-Einsatz ohne Berücksichtigung von volkswirtschaftlichen Effekten bei einer Zuteilungsänderung zum Status Quo. Die Einstufung der einzelnen Anwendungsfälle wird im Anhang begründet. In beiden Abbildungen dominieren stoffliche Verwendungen in den höchsten Kategorien. Energetische Verwendungen werden nur in schwer zu dekarbonisierenden Sektoren wie Luftfahrt, Schifffahrt und industrieller Hochtemperatur-Prozesswärme priorisiert. Am unteren Ende beider Leitern (D bis E) werden Anwendungen zur Gebäudeheizung eingestuft, was die weit verbreitete Verfügbarkeit effizienterer, elektrischer Alternativen widerspiegelt. Bei den „Nebenprodukten und Abfällen“ wird eine begrenzte Anzahl von Anwendungen (Grundchemikalien, BECCS und Grundlastversorgung) um eine Kategorie höher eingestuft. Zusätzlich zur Einstufung der Biomasseanwendungen zeigen beide Abbildungen eine Diskrepanz zwischen der systemoptimalen Priorisierung und den aktuellen Zahlungsbereitschaften. Für mehrere Anwendungen mit hoher Priorität (z. B. Grundchemikalien, BECCS) fehlen Marktsignale bzw. ein CO_2-Preisanreiz. Demgegenüber bestehen in einzelnen Sektoren gezielte regulatorische Anreizmechanismen durch Quotenregelungen und damit verbundene Strafzahlungen bei Nichterfüllung. So führen beispielsweise europäische Regelungen im ebenfalls hoch priorisierten Luft- und Schiffsverkehr im Rahmen von ReFuelEU Aviation bzw. FuelEU Maritime zu einer gesicherten Nachfrage. Doch auch im niedrig priorisierten Gebäudesektor im Kontext des GModG (vgl. Kapitel 2.2.3) wird die Zahlungsbereitschaft für Biomethan erhöht.

Die Biomasse-Leitern wurden für Bayern entwickelt, sind allerdings robust und auf andere Bundesländer übertragbar. In anderen Weltregionen kann die Reihung anders ausfallen.

Abbildung 2

Biomasse-Leiter zur Priorisierung von Biomasse-Anwendungen zur Treibhausgasverminderung (land- und forstwirtschaftliche Hauptprodukte)

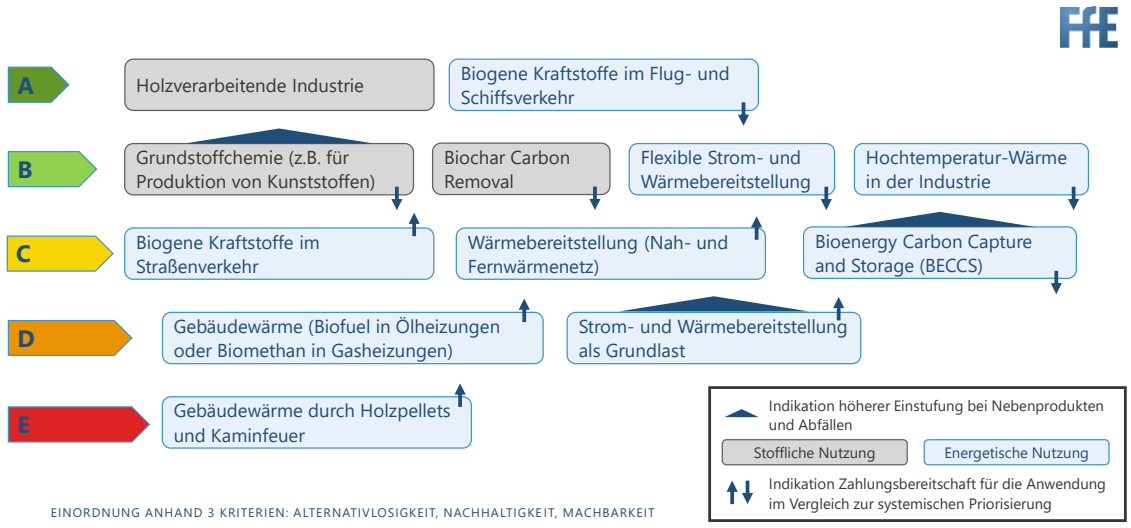
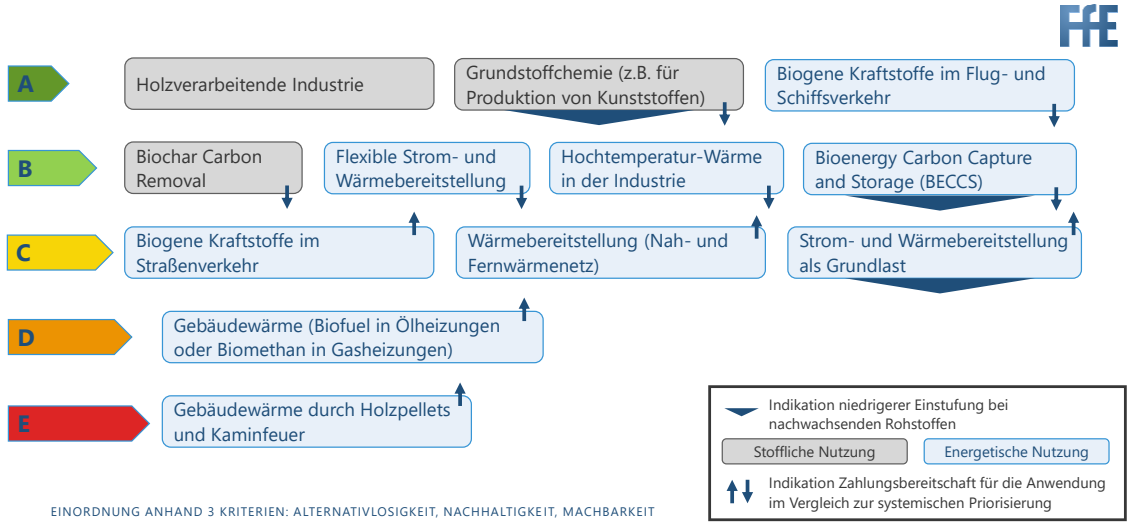


Abbildung 3

Biomasse-Leiter zur Priorisierung von Biomasse-Anwendungen zur Treibhausgasverminderung (Nebenprodukte und Abfälle)



2 Zukunft der energetischen Biomassenutzung

Perspektiven bayerischer Biogasanlagen zwischen Flexibilisierung der Verstromung und Einspeisung ins Gasnetz

Die energetische Nutzung von Biomasse stellt aktuell nach dem Einsatz von Biomasse in der Tierhaltung und noch vor der stofflichen Nutzung die zweitgrößte Nutzungsform von Biomasse in Bayern dar (siehe Kapitel 0). In diesem Kontext ist insbesondere die Betrachtung der bayerischen Biogasanlagen von Interesse, die in diesem Kapitel im Vordergrund steht. In diesen werden biogene Abfälle und Anbaubiomasse wie Mais in Fermentationsprozessen zu Biogas, einem Gasgemisch aus Methan und CO_2, umgewandelt, welches anschließend in Blockheizkraftwerken zur Erzeugung von Strom und Wärme eingesetzt wird.

54 Prozent der knapp 2.450 bayerischen Biogasanlagen (gut 63 Prozent der installierten elektrischen Leistung) wurden zwischen 2005 und 2010 in Betrieb genommen. [36] Diese Anlagen werden und wurden in aller Regel durch das EEG über einen Zeitraum von 20 Jahren gefördert. Somit läuft für einen relevanten Anteil der bayerischen Biogasanlagen die Förderung im Zeitraum bis 2030 aus. Die Betrachtung der Zukunftsperspektiven dieser Anlagen ist der zentrale Inhalt dieses Kapitels.

2.1 Anlagen in der Biomasseverstromung in Bayern

Bayern verfügt über 1,9 GW installierte Nettonennleistung aus Stromerzeugungsanlagen, die auf biogenen Energieträgern basieren. Der mit Abstand größte Anteil entfällt dabei auf Biogasanlagen, die mit rund 1,5 GW installierter Nettonennleistung den Anlagenbestand deutlich prägen. Weitere relevante Anlagenkategorien umfassen Biomethananlagen sowie Anlagen auf Basis von Holz und Holzgas, deren installierte Leistungen im Vergleich jedoch deutlich geringer ausfallen (vgl. Tabelle 3).

Tabelle 3
Nettonennleistung und Anzahl bayerischer Anlagen, die auf biogenen Energieträgern basieren (Leistung aus [37])

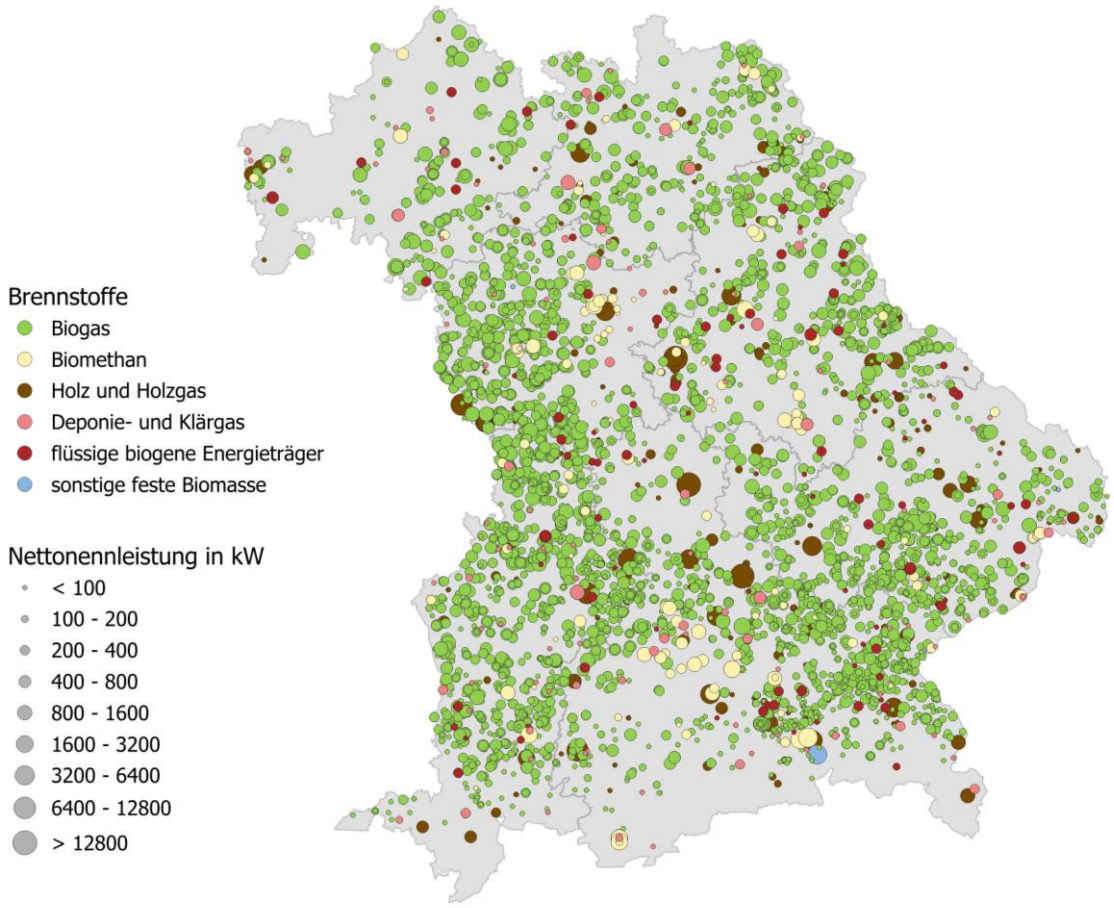
Brennstoff	**Installierte Nettonennleistung [MW]**
Biomethan	82
Biogas	1520
Holz, Holzgas	220

Sonstige	64

Abbildung 4 zeigt die geographische Verteilung dieser Anlagen in Bayern (abgebildet sind nur Verstromungsanlagen ohne beispielsweise die dazugehörigen Biomethanaufbereitungsanlagen oder reine Heizkraftwerke). Eine besonders hohe Dichte an Biogasanlagen zeigt sich in Mittelfranken, Schwaben und im südlichen Niederbayern / östlichen Oberbayern. Demgegenüber weisen beispielsweise das Alpenvorland und Teile Unterfrankens eine geringere Anlagendichte auf.

Abbildung 4

Verteilung der auf biogenen Energieträgern basierenden Stromerzeugungsanlagen in Bayern



Quelle: Marktstammdatenregister [37]

Da Biogasanlagen sowohl hinsichtlich der installierten Leistung als auch der Anlagenzahl die bedeutendste Technologie zur energetischen Nutzung biogener Energieträger darstellen und ihre hohe Praxisrelevanz zudem in Gesprächen mit Branchenvertretern bestätigt

wurde, konzentrieren sich die nachfolgenden Bewertungen zukünftiger Geschäftsmodelle im Biomassebereich auf Biogasanlagen.

2.2 Regulatorische Rahmenbedingungen für energetische Biomassenutzung

Für die Bewertung von Kosten- und Erlösstrukturen sowie wirtschaftlichen Potentialen der energetischen Biomassenutzung ist ein vertiefter Blick auf die dahinterliegenden regulatorischen Rahmenbedingungen erforderlich.

2.2.1 Biogene Energieträger im EEG

Das EEG bildet den zentralen Förderrahmen für die Stromerzeugung aus biogenen Energieträgern in Deutschland und beeinflusst die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Biomassenutzungspfade. Das EEG wurde seit dem Jahr 2000 mehrfach novelliert und hat sich dabei von festen Einspeisevergütungen hin zu wettbewerblichen Ausschreibungen und stärkerer Marktintegration erneuerbarer Energien entwickelt. Während beispielsweise Biogasanlagen überwiegend über feste Einspeisevergütungen mit verschiedenen Boni gefördert wurden, erfolgt die zukünftige Förderung vor allem über Ausschreibungen mit stärkerem Fokus auf Flexibilisierung. Das aktuelle EEG ist das EEG 2023, das zum Jahresende 2026 ausläuft und durch das EEG 2027 weitergeführt werden soll. Hierzu veröffentlichte das Bundeswirtschaftsministerium am 18. Juli 2026 einen Referentenentwurf. [38]

Gefördert wird durch das EEG insbesondere die Stromerzeugung aus Biomasse, wobei zwischen drei Verstromungspfaden bzw. Anlagentypen differenziert wird:
- **Biogasanlagen**: Anlagen, die feste, flüssige oder gasförmige Biomasse direkt vor Ort verstromen
- **Güllekleinanlagen**: Biogasanlagen, mit ≤ 150 kW installierter Leistung, deren Substrat zu mindestens 80 (Masse-)Prozent aus Gülle und Mist besteht
- **Biomethananlagen**: Anlagen, die aufbereitetes Biomethan aus dem Erdgasnetz beziehen und verstromen

EEG-Förderung von Biogasanlagen

Die Förderung im EEG basiert auf dem sogenannten Marktprämienmodell. Anlagenbetreiber vermarkten ihren Strom direkt am Markt (**Direktvermarktungserlöse**) und erhalten ergänzend eine **Marktprämie**. Diese setzt sich aus der Differenz zwischen dem für die Anlage maßgeblichen anzulegenden Wert und dem jeweils maßgeblichen Marktwert für Strom (Referenzwert für durchschnittliche Markterlöse) zusammen. Zusätzliche Erlöse können über den **Flexibilitätszuschlag** erzielt werden – einem EEG-Zuschlag für flexibel betreibbare Biogas-Stromerzeugungsanlagen. Nach § 50a EEG beträgt er bis zu 100 Euro/kW installierter Leistung und Jahr.

Das aktuelle EEG-Ausschreibungsdesign richtet sich sowohl an Bestands- als auch an Neuanlagen. Für Neuanlagen gilt weiterhin eine Förderlaufzeit von 20 Jahren. Für Post-EEG-

Anlagen ist dagegen eine Anschlussförderung mit einer Laufzeit von 12 Jahren vorgesehen. Die förderfähigen Betriebsstunden sind begrenzt: Für Anlagen über 350 kW werden jährlich 2.920 Stunden gefördert, für Anlagen bis einschließlich 350 kW 4.000 Stunden. In Stunden mit Spotmarktpreisen von 20 Euro/MWh oder weniger wird zudem keine Marktprämie gezahlt (§51b) [2]. Das EEG 2023 (novelliert 2025) verschärft zudem die Kriterien für den Substrateinsatz in Biogasanlagen und senkt den sog. „Maisdeckel“ stark ab. Dementsprechend dürfen Biogasanlagenbetreiber, die im Jahr 2026-2028 einen Förderzuschlag erhalten, nur max. 25 Masse-Prozent Mais und Getreidekorn als Substrat für die Biogasanlage verwenden, was eine erhebliche Reduktion zum Status Quo bedeutet. Der Referentenentwurf des EEG 2027 sieht vor die letzte Verschärfung des „Maisdeckel“ wieder rückgängig zu machen und diesen auf 30 Masse-Prozent anzuheben. [38]

Insgesamt setzt der aktuelle EEG-Förderrahmen mit der Begrenzung der förderfähigen Stunden (und dem Flexibilitätszuschlag als Ausgleichsinstrument) einen klaren Anreiz zur flexiblen und strommarktorientierten Fahrweise der Anlagen. Für die weitere Bewertung der verschiedenen auf Biomasse basierenden Geschäftsmodelle ist insbesondere relevant, dass die EEG-Anschlussförderung den Weiterbetrieb von Post-EEG-Anlagen grundsätzlich adressiert, jedoch zeitlich auf 12 Jahre begrenzt ist und nur eine begrenzte Zahl förderfähiger Betriebsstunden umfasst.

Für Biogasanlagen sieht Referentenentwurf des EEG 2027 gegenüber dem EEG 2023 eine Verstetigung der Ausschreibungsmengen (Volumen der förderfähigen Projekte) vor.[3] Nach EEG 2023 waren für die Jahre 2025 bis 2028 insgesamt 2,8 GW vorgesehen. Gemäß dem Referentenentwurf des EEG 2027 wird das Ausschreibungsvolumen in Summe 4,5 GW von 2027 bis 2032 betragen. Bis auf April 2026 waren seit 2023 - und damit seit der Teilnahme der Bestandsanlagen - die Ausschreibungen deutlich überzeichnet, d. h. die eingereichte Gebotsmenge lag über dem bezuschlagbaren Volumen.

EEG-Förderung für Güllekleinanlagen

Biogasanlagen, die mindestens 80 Masse-Prozent Gülle vergären und Strom am Standort der Biogaserzeugungsanlage erzeugen, gelten bis zu einer maximalen installierten Leistung von 150 kW als Güllekleinanlagen. Diese Anlagen sind nicht ausschreibungspflichtig und der anzulegende Wert wird für sie gesetzlich festgelegt, wobei bezüglich des anzulegenden Wertes zwischen Anlagen bis 75 kW und Anlagen mit 75 bis 150 kW Bemessungsleistung unterschieden wird [2]. Anders als für andere Biogasanlagen ist für Güllekleinanlagen die Anzahl der förderfähigen Stunden nicht begrenzt.

Gemäß EEG 2023 können Anlagen bis zu einer Leistung von 100 kW zwischen einer festen Einspeisevergütung und einer Vergütung durch Marktprämienmodell mit Direktvermarktung wählen. Im Falle einer Einspeisevergütung bemisst sich die Vergütung grundsätzlich am anzulegenden Wert, abzüglich gesetzlicher Verringerungen. Für Anlagen zwischen 100 und 150 kW ist die Einspeisevergütung ausgeschlossen, so dass hier das Marktprämienmodell bestimmend ist.

Gemäß dem Referentenentwurf des EEG 2027 entfällt die Einspeisevergütung für Neuanlagen schrittweise – und wird in Netzbetreiberabnahme umbenannt – so dass auch für

Neuanlagen unter 100 kW die Marktprämie außerhalb der verbleibenden Übergangsfälle zur relevanten Vergütungsform werden würde.

EEG-Förderung für Biomethananlagen

Für Biomethananlagen bestehen im EEG 2023 gesonderte Ausschreibungen, die jedoch nur Neuanlagen offenstehen. Biomethananlagen haben daher nach Auslaufen der regulären Förderung nach 20 Jahren oft keine wirtschaftliche Perspektive zum Weiterbetrieb. Die Ausschreibungen für Neuanlagen sind von 2022 bis 2025 fast durchgängig ohne Gebote ausgegangen. Ursächlich hierfür war die fehlende Wirtschaftlichkeit aufgrund hoher Substrat- und Stromgestehungskosten bei unzureichenden Förderbedingungen sowie die Konkurrenz um Biomethan aus anderen Nachfragesektoren. Im Jahr 2026 (Auktion 01.04.2026) wurde der Höchstwert für die Ausschreibungen von 21,03 ct/kWh auf 23,13 ct/kWh angehoben. Infolgedessen wurden sechs Gebote mit einer Gesamtgebotsmenge von 38 MW abgegeben, die alle bezuschlagt wurden [4].

Der Referentenentwurf des EEG 2027 sieht eine vollständige Streichung der Ausschreibungen für Biomethananlagen vor. Dies wird damit begründet, dass Bioenergie zukünftig in anderen Sektoren benötigt werden wird und dass in den letzten Ausschreibungen kaum Angebote abgegeben wurden. [38]

2.2.2 Verteilung der Gasnetzanschlusskosten für Biomethananlagen

Eine weitere zukünftige Option für Biogasanlagen ist die Aufbereitung zu Biomethan mit anschließender Einspeisung in das Erdgasnetz. Bei den Kosten für die Einspeisung sind insbesondere die regulatorischen Vorgaben zur Verteilung der Gasnetzanschlusskosten zwischen Anschlussnehmer und Netzbetreiber von zentraler Bedeutung. Diese Vorgaben waren bislang in der Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) geregelt, die mit Ablauf des 31.12.2025 außer Kraft getreten ist. Nach § 33 Abs. 1 GasNZV trug der Netzbetreiber 75 Prozent und der Anschlussnehmer 25 Prozent der Netzanschlusskosten. Bei einem Netzanschluss einschließlich Verbindungsleitung von bis zu einem Kilometer war der Anteil des Anschlussnehmers auf 250.000 Euro begrenzt. Bei einer Leitungslänge von mehr als zehn Kilometern hatte der Anschlussnehmer die darüberhinausgehenden Mehrkosten zu tragen. [39], [40]

Diese Regelungen bleiben nach § 118 Abs. 4 EnWG übergangsweise weiter anwendbar für Anschlussbegehren von Biomethananlagen, bei denen die vorgesehene Vorschusszahlung bis zum 31.12.2026 beim Netzbetreiber eingeht. Eine gesetzliche Nachfolgeregelung für die Kostenteilung über diese Übergangsregelung hinaus liegt mit Stand Anfang Juli 2026 noch nicht vor. [41], [42]

Außerhalb dieser Übergangsregelung ist damit nur noch § 17 EnWG maßgeblich, der zwar einen allgemeinen Anschlussanspruch vorsieht, aber keine spezielle biomethanspezifische Kostenteilung regelt. [42] In der Praxis dürfte dies dazu führen, dass Anschlussnehmer in aller Regel die Netzanschlusskosten in vollem oder jedenfalls weit überwiegendem Umfang selbst zu tragen haben. Die Auswirkungen dieser verschiedenen Varianten der

Kostenteilung auf die Biomethangestehungs- und -einspeisekosten werden in Kapitel 2.3.3.1 betrachtet.

2.2.3 Gebäudemodernisierungsgesetz und Grüngasquote

Für die Bewertung von Geschäftsmodellen sind neben regulatorischen Rahmenbedingungen, die auf die Gestehungskosten wirken, auch Rahmenbedingungen mit Auswirkungen auf Zahlungsbereitschaften und Nachfrageentwicklung von Relevanz. Im Kontext von Biomethan gilt es hierbei insbesondere das neue Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG) und dessen möglichen Auswirkungen zu betrachten.

Das GModG wurde am 10. Juli 2026 von Bundestag und Bundesrat verabschiedet. Das Gesetz hebt den Primärenergiefaktor für Holz von bisher 0,2 auf 0,7 an, sodass es zu einer Schlechterstellung im Vergleich zum Status Quo kommt. Der PEF ist wichtig für die Bestimmung des energetischen Standards und ggf. Förderverfahren. Einzeln betrachtet ist Holz ein erneuerbarer Energieträger; durch die Abholzung, Verarbeitung (Holzpellet-Herstellung) und den Transport fällt jedoch zusätzliche Energie an, die im PEF berücksichtigt wird. Mit der Anhebung des Faktors würde Holz also als weniger nachhaltig eingeordnet und damit schlechter gestellt. Das GModG sieht weiterhin vor, dass abweichend von der bisherigen Rechtslage auch in Zukunft weiterhin Gas- und Ölheizungen verbaut werden dürfen. Gemäß § 43 GModG müssen nach Inkrafttreten des Gesetzes verbaute Gas- und Ölheizungen ab 2029 mit einem steigenden Mindestanteil an biogenen oder synthetischen Energieträgern betrieben werden. Dieser Anteil startet mit Jahresbeginn 2029 bei 10 Prozent und steigt anschließend 2030 auf 15 Prozent, 2035 auf 30 Prozent und 2040 auf 60 Prozent an. Bei Nichteinhaltung dieser sogenannten „Bio-Treppe“ können gemäß § 108 GModG Geldbußen von bis zu 5.000 Euro verhängt werden. [43]

Im Eckpunktepapier der Regierungsfraktionen zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz vom 24. Februar 2026 wurde neben der sogenannten „Bio-Treppe“ auch eine Grüngas- und Grünheizölquote für bestehende Heizsysteme angekündigt. Gemäß Bundesregierung sollen die Details der Quote bis zum 01. Dezember 2026 in einem gesonderten Gesetz festgelegt werden. [44] Bekannt ist zum jetzigen Zeitpunkt, dass diese Grüngasquote 2028 in Höhe von bis zu 1 Prozent starten, in einem hochlaufenden Pfad ausgestaltet und technologieoffen erfüllbar sein soll. [43] [45]

Exkurs: Zukünftiger Biomethanbedarf in Bayern in Folge von „Bio-Treppe“ und Grüngasquote

Durch die Einführung der „Bio-Treppe“ für neue Gasheizungen und der geplanten Grüngasquote für den Heizungsbestand definiert der Gesetzgeber aktuell regulatorische Rahmenbedingungen, die zu einer deutlichen Steigerung des Biomethaneinsatzes im Heizungsbereich führen werden. Sowohl „Bio-Treppe“ als auch Grüngasquote sind bzw. sollen zwar technologieoffen gestaltet sein und damit auch für grünen Wasserstoff und seine Derivate offen stehen, allerdings sind biogene Energieträger in ihrer Erzeugung aktuell deutlich

günstiger als synthetische Energieträger[3], sodass von einer Erfüllung der Regelungen primär durch Biomethan auszugehen ist.

Für eine Abschätzung des aus der „Bio-Treppe“ resultierenden zukünftigen Biomethanbedarfs in Bayern müssen Annahmen zur Entwicklung der Neuinstallationen von Gasheizungen getroffen werden. Da Daten zu Neuinstallationen von Gasheizungen nur auf bundesdeutscher Ebene vorliegen, werden in diesem Kontext mögliche Entwicklungen definiert und diese anhand des Anteils der bayerischen Gasheizungen am Gesamtbestand auf die Situation in Bayern umgelegt:

Historische Absatzzahlen lagen bis 2022 in Deutschland im Bereich von ca. 500.000 – 650.000 Gasheizungen pro Jahr. Nach einem Rekordabsatz von gut 800.000 Gasheizungen 2023 brachen die Absatzzahlen in Folge des Gebäudeenergiegesetz stark auf ca. 410.000 (2024) und ca. 275.000 (2025) ein. [46] In diesem Kontext werden, wie in Tabelle 2 zusammengefasst, zwei Projektionspfade betrachtet: Ein Projektionspfad mit einem niedrigen Niveau an Installationszahlen, der den aktuellen Trend fortschreibt und ein Projektionspfad mit einem hohen Niveau an Installationszahlen, der einer Rückkehr auf das historische Niveau bei anschließend rückläufigem Niveau entspricht.

Tabelle 2
Annahmen zur Entwicklung der Neuinstallationen an Gasheizungen in Deutschland pro Jahr

	2026 - 2030	**2031 - 2035**	**2036 - 2040**
Wenig Neuinstallation	250.000	150.000	100.000
Viel Neuinstallation	500.000	350.000	200.000

Der Anteil der bayerischen Gasheizungen am gesamtdeutschen Bestand lag 2024 bei knapp 1 Prozent. [47], [48] Daraus leiten sich die in Tabelle 3 dargestellten Projektion der Entwicklung der Neuinstallationen an Gasheizungen in Bayern ab.

Tabelle 3
Annahmen zur Entwicklung der Neuinstallationen an Gasheizungen in Bayern pro Jahr

	2026 - 2030	**2031 - 2035**	**2036 - 2040**
Wenig Neuinstallation	27.300	16.400	10.900

[3] Die Kosten für Erzeugung und Einspeisung von Biomethan liegen gemäß dieser Studie zwischen 74 und 133 Euro/MWh (siehe Abschnitt 2.3.3). Reale Gestehungskosten für grünen (strombasierten) Wasserstoff lagen 2025 in Deutschland bei ca. 9,8 Euro/kg, was 326 Euro/MWh entspricht. [78]

Viel Neuinstallation	54.700	38.300	21.900

Unter Berücksichtigung eines durchschnittlichen Gasbedarfs von ca. 15 MWh/a ([47], [48]) pro Heizungseinheit und der oben beschriebenen Entwicklung der „Bio-Treppe“ ergibt sich ein Grüngasbedarf im Kontext des GModG in Bayern, der bis 2040 auf knapp 2.500 bis knapp 5.200 GWh ansteigt (siehe Tabelle 4).

Tabelle 4
Grüngasbedarf im Kontext der „Bio-Treppe“ des GModG in Bayern

	2030	**2035**	**2040**
Wenig Neuinstallation	308 GWh	984 GWh	2.460 GWh
Viel Neuinstallation	615 GWh	2.091 GWh	5.166 GWh

Für die Abschätzung des potenziellen Grüngasbedarfs aus der Grüngasquote in Bayern wird die Entwicklung des Gasbedarfs der privaten Haushalte im Bestand aus dem FfE-Zielszenario zu Grunde gelegt. Da die Entwicklung der Grüngasquote noch nicht bekannt ist, werden drei Varianten einer möglichen Entwicklung abgebildet (siehe Tabelle 5). In der niedrigen Variante verbleibt die Quote nach Einführung konstant bei 1 Prozent. In einer mittleren Variante steigt sie 2035 auf 3 Prozent und 2040 auf 5 Prozent, während sie in der hohen Variante 2035 auf 5 Prozent und 2040 10 Prozent beträgt.

Tabelle 5
Grüngasbedarf im Kontext der Grüngasquote in Bayern

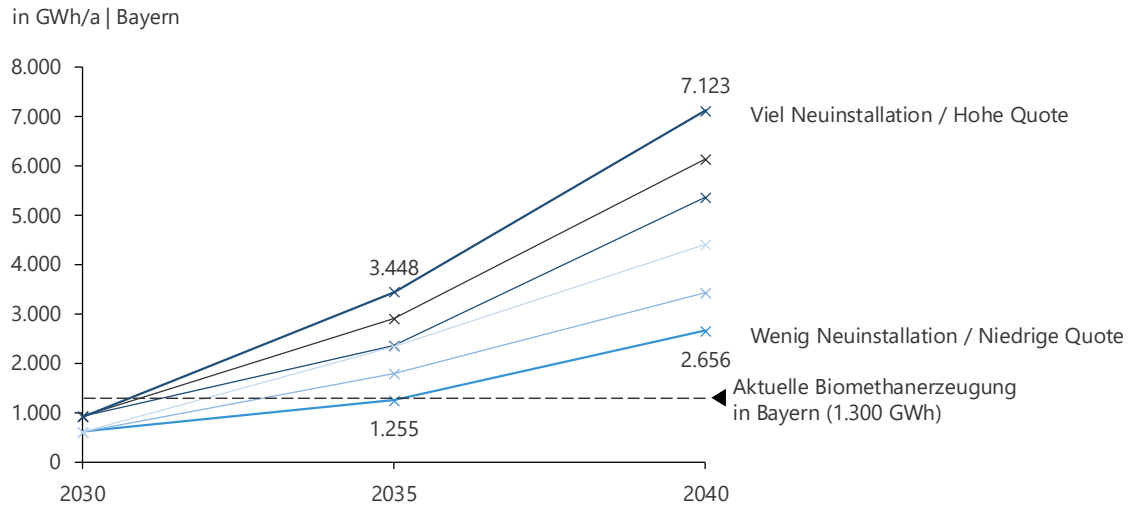
	2030	**2035**	**2040**
Niedrig	308 GWh	271 GWh	196 GWh
Mittel	308 GWh	814 GWh	979 GWh
Hoch	308 GWh	1.357 GWh	1.957 GWh

2030 würde somit der Bedarf an Grüngas gemäß einer Grüngasquote bei gut 300 GWh liegen. Aufgrund rückläufiger Gasverbräuche sinkt auch der Grüngasbedarf bei gleichbleibender Quotenhöhe ab, während er je nach Anstieg der Quote bis 2040 auf knapp 1.000 bis knapp 2.000 GWh ansteigen könnte. Die Biomethanerzeugung in Bayern lag in den Jahren 2021 bis 2022 bei knapp 1.100 GWh. [25], [49] Neuere Daten liegen hierzu nicht vor. Deutschlandweit lag in diesen Jahren die Biomethanerzeugung bei ca. 10.400 – 10.600 GWh und ist seitdem auf 12.300 GWh angestiegen. [50] [51] Da für Bayern inzwischen eine größere Anzahl an Biomethanerzeugungsanlagen gemeldet wird, erscheint diese

Entwicklung auch für Bayern realistisch, so dass von einer Biomethanerzeugung in Bayern von 1.300 GWh ausgegangen wird. [52]

Abbildung 5

Potenzielle Grüngasnachfrage im Sektor Private Haushalte durch GModG („Bio-Treppe“) und Grüngasquote in Bayern



Quelle: Eigene Berechnung

Wie Abbildung 5 zeigt, erreicht der Grüngasbedarf aus GModG und Grüngasquote in Bayern unter den gewählten Annahmen bereits 2035 im konservativsten Szenario das Niveau der aktuellen bayerischen Biomethanerzeugung. Bei einem weiterhin hohen Niveau von Gasheizungsneuinstallationen und einer progressiven Ausgestaltung der Grüngasquote würde der Bedarf bereits 2035 über 2.000 GWh über dem aktuellen Erzeugungsniveau liegen. Bis 2040 übersteigt selbst im konservativsten Fall der Grüngasbedarf die aktuelle Biomethanerzeugung um das Doppelte. In jedem Fall müssten also spätestens ab 2035 teils erhebliche zusätzliche Biomethanpotenziale durch heimische Erzeugung oder Import erschlossen werden, um den zu erwartenden Grüngasbedarf durch GModG und Grüngasquote in der beschlossenen bzw. aktuell diskutierten Ausgestaltungsform zu decken. Unberücksichtigt bleibt bei dieser Betrachtung, dass auch in weiteren Sektoren wie Industrie und Kraftwerken Nachfrage nach Biomethan besteht beziehungsweise entstehen kann.

2.3 Einordnung zukünftiger Geschäftsmodelle für Biogasanlagen

Vor dem Hintergrund auslaufender EEG-Förderungen vieler Biogasanlagen sollen mögliche Geschäftsmodelle dieser Bestandsanalagen für den Zeitraum nach Ende der Förderung

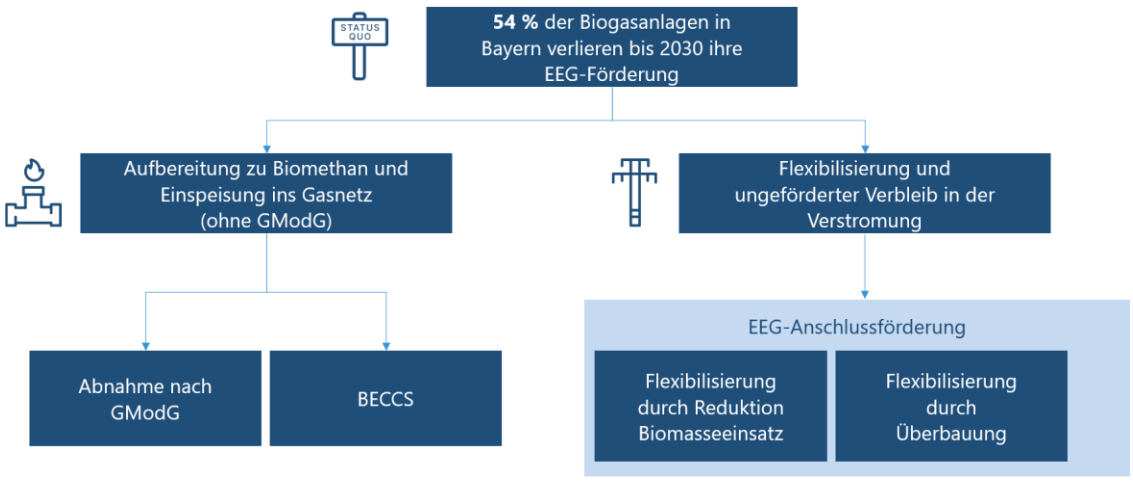
betrachtet und bewertet werden. Das Auslaufen der bisherigen EEG-Förderung betrifft einen relevanten Anteil der bayerischen Biogasanlagen (vgl.

Abbildung 6).

2.3.1 Methodik zur Geschäftsmodellbewertung

Zur techno-ökonomischen Bewertung der verschieden Geschäftsmodelle wird eine Referenzanlage definiert und verwendet. Die mittlere Anlagenleistung der biogasverstromenden Anlagen in Bayern beträgt 493 kW. [5] Daher wird als **Referenzanlage** für die nachfolgenden Betrachtungen eine Anlage mit 500 kW elektrischer Leistung angenommen. Die Anlage steht mit 20 Jahren Lebensdauer am Ende ihrer EEG-Förderung. Bisher wurde die Anlage in Grundlast betrieben, das heißt das konstant im Fermenter erzeugte Biogas wurde direkt verstromt. Bis auf geplante Stillstandszeiten für Wartungen wurde das stromerzeugende Blockheizkraftwerk (BHKW) durchgehend betrieben. Da diese Anlagen eine Förderung durch ältere EEG-Rahmenbedingungen erhalten haben, bei welcher noch keine flexible Fahrweise angereizt wurde, war das die wirtschaftlichste bzw. einfachste Option. Relevante techno-ökonomische Parameter der Anlage können dem Anhang entnommen werden.

Abbildung 6
Übersicht über die zu betrachtenden Geschäftsmodelle einer Post-EEG-Biogasanlage



Für die Zukunft dieser Referenzanlage werden zwei grundlegend verschiedene Konzepte betrachtet: Einerseits der Verbleib der Anlage in der **Biogasverstromung** und andererseits die Umstellung der Anlage auf die Aufbereitung des Biogases zu **Biomethan** mit anschließender **Einspeisung ins Gasnetz**.

Als Ausgangshypothese für den **Verbleib in der Verstromung** gilt, dass Biogasanlagen ihre Verstromung flexibilisieren und ihre Erzeugungsstunden reduzieren müssen. Im Falle der EEG-Anschlussförderung wird die Flexibilisierung durch die Begrenzung der förderfähigen Stunden (siehe 2.2.1) stark angereizt.

Für die gewählte Referenzanlage mit 500 kW werden daher zwei Flexibilisierungskonzepte betrachtet, die jeweils die Zahl der Stunden mit Stromerzeugung auf 2.920 Stunden pro Jahr reduzieren:

- Flexibilisierung im Bestand (500 kW) durch **Reduktion des Biomasseeinsatzes** und damit der Biogaserzeugung um den Faktor 3
- Flexibilisierung durch **Überbauung der elektrischen Leistung** gegenüber der Biogaserzeugungsleistung um den Faktor 3 auf 1.500 kW.

Im Falle der Reduktion des Biomasseeinsatzes wird der Fermenter nur noch mit einem Drittel der in den Jahren zuvor verwendeten Biomassemenge beschickt. In diesem Fall muss zum einen das BHKW zur Stromerzeugung erneuert werden, da es üblicherweise nach Auslaufen der EEG-Förderung nach 20 Jahren das Ende seiner Lebensdauer erreicht hat. Darüber hinaus müssen verschiedene Generalüberholungsmaßnahmen durchgeführt werden. Es wird angenommen, dass der vorhandene Gasspeicher ausreichend dimensioniert ist, um 12 Stunden Dauerbetrieb des BHKWs zu ermöglichen.

Bei der zweiten betrachteten Option für ein zukünftiges Geschäftsmodell wird die installierte elektrische Leistung einer Biogasanlage überproportional zur verfügbaren Biogaserzeugung ausgelegt, was in diesem Fall einem Zubau von weiteren 1.000 kW elektrischer Leistung bedeutet. Darüber hinaus müssen zusätzliche Gasspeicherkapazitäten geschaffen und der Stromnetzanschluss entsprechend ausgebaut werden.

Ein weiteres Geschäftsmodell für Biogasanlagen ist die **Aufbereitung zu Biomethan und Einspeisung ins Gasnetz.** Dabei muss eine Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) neu errichtet werden, die das im Rohbiogas enthaltende CO_2 abtrennt und das Gas somit auf Methanqualität aufbereitet. Auch hier fallen Generalüberholungsmaßnahmen im Kontext der verbleibenden Anlagenkomponenten zur Rohgaserzeugung, wie dem Fermenter, an. Darüber hinaus muss ein Anschluss an das Erdgasnetz realisiert werden.

Als ergänzender Sonderfall wird die Verflüssigung und Speicherung des in der BGAA abgeschiedenen CO_2 im Rahmen von **BECCS** bewertet. Hierfür muss eine Verflüssigung des CO_2 erfolgen, sowie der Abtransport und die langfristige Speicherung.

2.3.2 Geschäftsmodellbewertung Flexibilisierung der Biogasverstromung

Für Biogasanlagen, die bisher im Rahmen einer EEG-Festvergütung gefördert waren und daher oft in Grundlast Strom erzeugten, gibt es starke marktliche und förderrechtliche Signale, ihre Stromerzeugung zukünftig zu flexibilisieren.

2.3.2.1 Kosten einer flexibilisierten Biogasverstromung

Die Kosten der Biogasverstromung setzen sich aus drei Komponenten zusammen. Dabei handelt es sich einerseits um die **Investitionsausgaben (CAPEX)**, die zur Realisierung des Flexibilisierungskonzepts zu tätigen sind. Darunter fallen unter anderem Ausgaben zur Erweiterung der elektrischen Leistung, zur Vergrößerung des Gasspeichers oder auch zur Reinvestition in bestehende Anlagenbestandteile. Die Investitionsausgaben werden in allen Geschäftsmodellen mittels Annuitätenmethode über den Betriebszeitraum der Anlagen verteilt und anschließend durch die jährliche Strom- bzw. Biomethanproduktion geteilt, um sie als spezifische Kosten pro MWh abzubilden. Hinzu kommen die **Betriebskosten (OPEX)**, als Aufwendungen für den operativen Betrieb, die sich in fixe und variable Betriebskosten unterteilen. Die **fixen OPEX** sind unabhängig von der Auslastung der Anlage und beinhalten beispielsweise Lohn- und Verwaltungskosten. Die **variablen OPEX**, die den Grenzkosten der Stromerzeugung entsprechen, sind abhängig von der erzeugten Strommenge und setzen sich aus den Kosten für das eingesetzte Biomassesubstrat und weiteren Kosten unter anderem für Hilfsstoffe, Aufbereitung und Verschleiß zusammen.

Die Höhe der **Investitionsausgaben** ist abhängig vom betrachteten Flexibilisierungskonzept. Bei einer Flexibilisierung im Bestand mit Reduktion des Biomasseeinsatz fallen mit knapp 725.000 Euro geringere absolute CAPEX als bei einer Flexibilisierung durch eine Überbauung um den Faktor 3 an. Diese setzen sich primär aus dem erforderlichen Austausch des Blockheizkraftwerks (BHKW) und notwendigen Generalüberholungskosten zusammen. Im Falle einer Überbauung der Leistung um den Faktor 3 auf 1.500 kW fallen zusätzlich CAPEX für Vergrößerungen des Gasspeichers, der Gasleitungen und des Stromnetzanschlusses an. Da die elektrische Leistung erhöht wird, fallen auch höhere Ausgaben für das BHKW an, sodass sich in Summe CAPEX von gut 1,75 Millionen Euro ergeben. Die spezifischen CAPEX fallen in diesem Konzept mit knapp 1.200 Euro/kW jedoch niedriger aus als bei der Reduktion des Biomasseeinsatz mit ca. 1.450 Euro/kW. Ausschlaggebend hierfür sind einerseits Skalierungseffekte bei den CAPEX für das BHKW und vor allem absolut gesehen gleiche Ausgaben für die Generalüberholung, die auf die dreifache Leistung umgelegt werden können. Zum Vergleich sind zusätzlich in Abbildung 7 die absoluten und spezifischen CAPEX einer Neuanlage mit einer Leistung von 1.500 kW angegeben, die sich durch den notwendigen Neubau des Fermenters und weiterer Anlagenkomponenten, die in den Flexibilisierungskonzepten weiter genutzt werden können, von deren CAPEX unterscheiden.

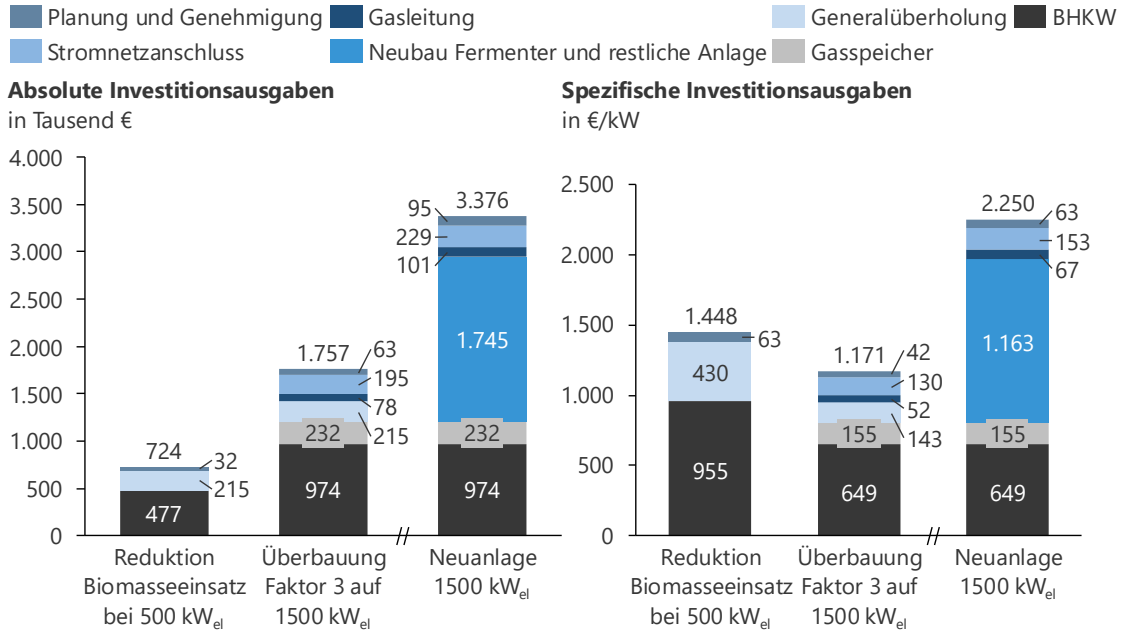
Die **fixen OPEX** für Lohnkosten, Verwaltung und Sonstiges liegen im Flexibilisierungskonzept der Reduktion des Biomasseeinsatzes bei **35.450 Euro pro Jahr** und für die Überbauung um den Faktor 3 bei **49.625 Euro pro Jahr**. [53]

Die **variablen OPEX** liegen für alle betrachteten Konzepte bei **160 Euro/MWh Strom**. Diese setzen sich aus den Kosten für das **Biomassesubstrat** mit **107 Euro/MWh** und den **weiteren variablen Kosten** für Hilfsstoffe, Prozessstrom, Gasaufbereitung und Verschleiß mit **53 Euro/MWh** zusammen. [53] Für das Biomassesubstrat wurde die Annahme zu Grunde gelegt, dass sich dieses aus 45 Masse-Prozent tierischen Exkrementen, 30 Masse-Prozent Grassilage und 25 Masse-Prozent Silomais zusammensetzt, wobei Exkremente zu

Nullkosten bezogen werden können und für Grassilage 35 Euro und für Silomais 47,25 Euro pro Tonne Frischmasse aufzuwenden sind. [6] [58]

Abbildung 7

Absolute und leistungsspezifische Investitionsausgaben (CAPEX) beider Flexibilisierungskonzepte und einer Neuanlage mit 1.500 kW



Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf [53], [54], [55], [56], [57]

2.3.2.2 Wirtschaftlichkeitsanalyse der Flexibilisierung im Rahmen der EEG-Anschlussförderung

Die im Rahmen des EEG mögliche Anschlussförderung (siehe 2.2.1) ermöglicht Biogasanlagen einen geförderten Betrieb in 2.920 Stunden im Jahr. Für diese erhalten sie eine Marktprämie, die sich aus dem anzulegenden Wert (AW) abzüglich des Strommarktwerts des Jahres berechnet. Legt man für den AW den mittleren Zuschlagswert der Auktion im Oktober 2025 in Höhe von 181,1 Euro/MWh zu Grunde, ergibt sich eine Marktprämie von 91,8 Euro/MWh. Außerdem erhalten die Anlagen den Flexibilitätszuschlag in Höhe von 100 Euro pro kW und Jahr, der umgelegt auf die Stromerzeugung einem Erlös von 34,7 Euro/MWh entspricht.

Über diesen geförderten Erlösanteil hinaus gilt es für die Anlage die Erlöse aus der Direktvermarktung des Stroms am Spotmarkt durch eine optimale Fahrweise zu optimieren. Einschränkende Faktoren sind hierbei die Größe des Gasspeichers und eine Mindestbetriebsdauer um Verschleiß zu minimieren. Die Größe des Gasspeichers wird dabei so

gewählt, dass die gespeicherte Gasmenge für 12 Stunden Volllastbetrieb des BHKWs ausreicht. Als Mindestbetriebsdauer des BHKW werden 1,75 Stunden am Stück angenommen. Unter diesen Einschränkungen wurde eine möglichst realitätsnahe Fahrweise einer preisoptimierten Biogasanlage mit 2.920 Betriebsstunden modelliert:

Liegt der Strompreis unter einem festgelegten Grenzwert, wird das BHKW nicht betrieben und das erzeugte Biogas im Gasspeicher eingespeichert. Ist der Speicher voll, wird das BHKW angefahren und Strom produziert, um den Speicherstand wieder abzusenken. Liegt der Strompreis über dem optimierten Grenzwert, wird das BHKW angefahren und Strom erzeugt, bis der Strompreis unter den Grenzwert sinkt oder der Gasspeicher entleert ist. In beiden Fällen wird die Mindestbetriebsdauer berücksichtigt. Ist beispielsweise der Strompreis höher als der Grenzwert, der Speicher jedoch nicht ausreichend gefüllt, um die Mindestbetriebsdauer abzudecken, wird das BHKW nicht angefahren. Wird für das Jahr 2025 ein entsprechender Anlagenbetrieb modelliert, lassen sich dabei Erlöse aus der Direktvermarktung des Stroms generieren, die im Durchschnitt 119,1 Euro/MWh betragen.

Somit ergibt sich für das Jahr 2025 ein möglicher **Gesamterlös** von **245,6 Euro/MWh** der sich zu 119,1 Euro/MWh aus der Direktvermarktung des Stroms und zu 126,5 Euro/MWh aus der Förderung im Rahmen des EEG ergibt (siehe Abbildung 8). Bei der Betrachtung zukünftiger Strompreisjahre auf Basis des FfE-Trendszenarios [59] zeigt sich, dass die Höhe der Gesamterlöse stabil bleibt. Bei einem tendenziell sinkenden Strompreisniveau sinken zwar die Erlöse aus der Direktvermarktung. Durch den ebenfalls sinkenden Marktwert erhöht sich dafür die Marktprämie, die die Anlage aus dem EEG erhält.

Zur Bewertung des Geschäftsmodells werden dem Erlöspotenzial die zuvor in 2.3.2.1 dargestellten Gesamtkosten gegenübergestellt. Hierfür werden aus den Investitionsausgaben die annuitätischen CAPEX bestimmt und diese gemeinsam mit den fixen OPEX auf die pro Jahr erzeugte Strommenge umgelegt. Die Anlagen werden in jedem Geschäftsmodell flexibel und optimiert zu 2.920 Stunden im Jahr betrieben. Aufgrund der unterschiedlichen Leistungen ist die pro Jahr erzeugte Strommenge im Geschäftsmodell der Reduktion des Biomasseeinsatzes aber geringer als in den beiden anderen Geschäftsmodellen.

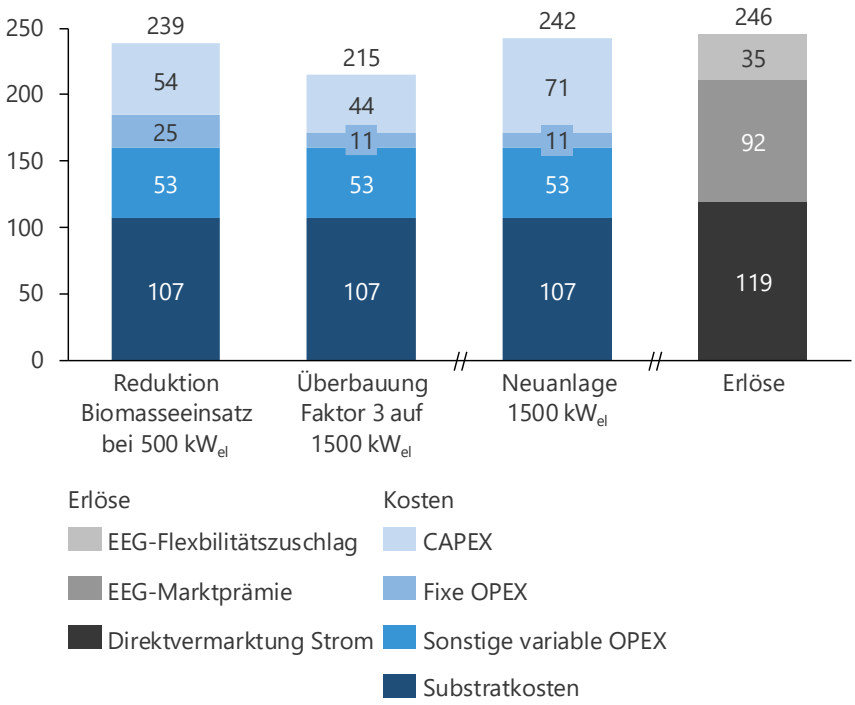
In Summe mit den variablen OPEX ergeben sich die Gesamtkosten der Biogasverstromung in Euro pro MWh Strom. Diese liegen für das Flexibilisierungskonzept der Reduktion des Biomasseeinsatzes bei 238,5 Euro/MWh und damit deutlich über den 215,1 Euro/MWh des Konzepts der Überbauung um den Faktor 3. Ursächlich hierfür sind die höheren spezifischen CAPEX sowie die höheren spezifischen fixen OPEX. Während somit beide Flexibilisierungskonzepte wirtschaftlich sind, weil die Erlöse jeweils die Kosten übersteigen, sind im Kontext der Überbauung deutlich höhere spezifische Gewinne pro MWh zu erwirtschaften.

Diese höhere Wirtschaftlichkeit der Überbauung spiegelt sich auch in einer Betrachtung des Break-Even-Zeitpunkts, an welchem die Investitionskosten zur Flexibilisierung amortisiert sind, wider: Für dieses Flexibilisierungskonzept wird der Break-Even-Zeitpunkt nach 6,3 Jahren erreicht, während dies für das Konzept der Reduktion des Biomasseeinsatzes erst nach 10,3 Jahren eintritt. Auch hier liegt der Break-Even-Zeitpunkt allerdings noch

innerhalb des zwölfjährigen Förderzeitraums, der die Anlagenerlöse absichert, sodass auch hier eine wirtschaftliche Investition möglich ist.

Abbildung 8

Gegenüberstellung der Kosten und des Erlöspotenzials der Biogasverstromung beider Flexibilisierungskonzepte und einer Neuanlage mit 1.500 kW



Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [53], [54], [55], [56], [57], [6], [58]

2.3.2.3 Ungeförderte Flexibilisierung der Biogasverstromung

Da aufgrund begrenzter Ausschreibungsvolumina nicht alle Biogasanlagen eine EEG-Anschlussförderung erhalten können, stellt sich über diese hinaus die Frage, ob die Flexibilisierung bestehender Biogasanlagen ohne Förderung wirtschaftlich darstellbar sein kann. Dabei müssen die Erlöse aus der Direktvermarktung des Stroms den Kosten für den Betrieb der Anlage gegenübergestellt werden. Mit Blick auf Abbildung 8 lässt sich bereits festhalten, dass ein Betrieb in 2.920 Stunden im Jahr 2025 nicht wirtschaftlich gewesen wäre: Die Erlöse aus der Direktvermarktung des Stroms liegen mit gut 119 Euro/MWh deutlich unter den Gesamtkosten der Verstromung und auch deutlich unter den Grenzkosten (Substratkosten plus sonstige variable Kosten) von 160 Euro/MWh. Somit würde allein

aus den laufenden, variablen OPEX ohne Berücksichtigung fixer OPEX und CAPEX Verluste generiert werden.

In der Realität würden Biogasanlagen nicht bei Strompreisen unterhalb ihrer Grenzkosten Strom erzeugen. 2025 lagen die Strompreise in 471 Stunden oberhalb von 160 Euro/MWh. Hätten flexibilisierte Biogasanlagen nur in diesen 471 Stunden Strom erzeugt, hätten sie dabei durchschnittlich gut 208 Euro/MWh erlösen können. Da aber nun gleichbleibende annuitätische CAPEX und fixe OPEX auf nur gut 16 Prozent der ursprünglichen Stromerzeugung umgelegt werden müssten, steigen deren Anteile an den Gesamtkosten deutlich an. Die Gesamtkosten würden dadurch auf knapp 500 Euro/MWh (Überbauung um Faktor 3) bis 640 Euro/MWh (Reduktion Biomasseeinsatz) steigen und somit deutlich über den Erlösen liegen.

Somit lässt sich festhalten, dass bei aktuellen Strompreisen die ungeförderte Flexibilisierung von Biogasanlagen nicht wirtschaftlich ist, was insbesondere auf deren hohe Grenzkosten zurückzuführen ist.

2.3.3 Geschäftsmodellbewertung Biogasaufbereitung

Neben der Möglichkeit ihre Stromerzeugung zu flexibilisieren, könnten Biogasanlagen auch die Aufbereitung des Rohbiogases auf Biomethanqualität und eine anschließende Einspeisung des Biomethans ins Gasnetz als Option nach dem Auslaufen der EEG-Förderung in Betracht ziehen. Hierfür muss im Rahmen der Aufbereitung das im Rohbiogas enthaltende CO_2 abgeschieden werden. Dessen Anteil liegt dabei üblicherweise im Bereich von etwa 45 Prozent. [60] Das verbleibende Biomethan aus dem Rohbiogasgemisch kann anschließend ohne Restriktionen ins Gasnetz eingespeist werden.

2.3.3.1 Kostenstruktur der Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung

Die Kostenstruktur der Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung auf Basis einer existierenden Biogasanlage setzt sich aus den Investitionsausgaben (CAPEX) sowie den variablen und fixen Betriebskosten (OPEX) zusammen.

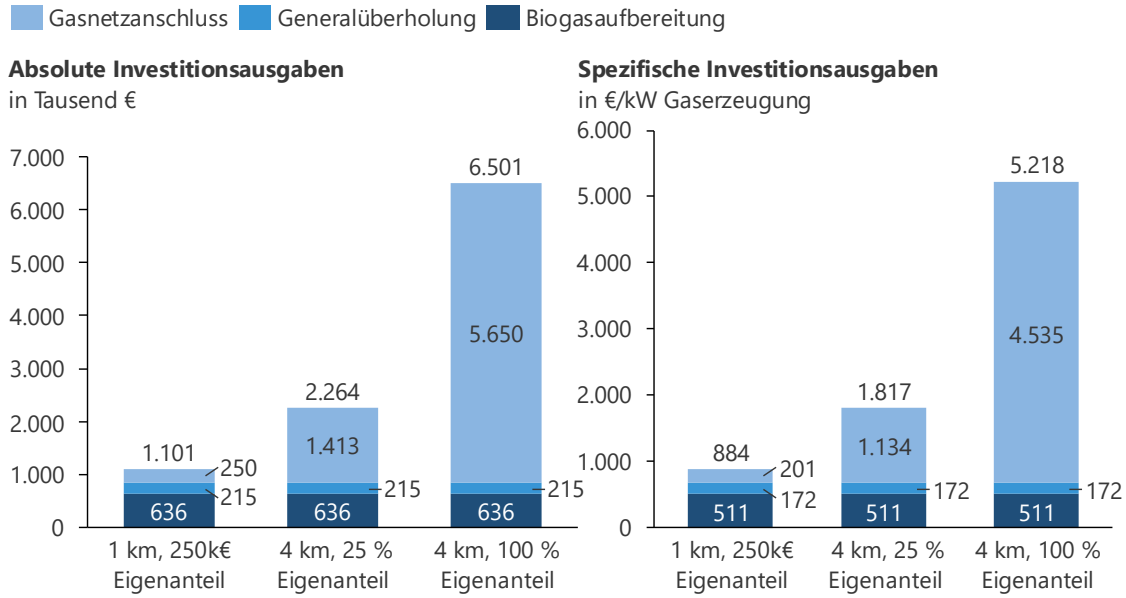
Die **CAPEX** beinhalten einerseits die Ausgaben für den Neubau einer Biogasaufbereitungsanlage, in welcher das im Rohbiogas aus dem Fermenter enthaltene CO_2 abgeschieden und dieses somit zu Biomethan aufbereitet wird. Zusätzlich sind vergleichbar zur Kostenstruktur der Flexibilisierung der Biogasverstromung Ausgaben für verschiedene Generalüberholungsmaßnamen unter am Substratlager oder dem Gärbehälter zu tätigen. Neben diesen die Anlage selbst betreffenden Ausgaben fallen auch CAPEX für den Anschluss der Anlage an das Gasnetz an. Diese setzen sich aus den Ausgaben für den Neubau einer Gasleitung als Verbindung zum Gasnetz und einer Einspeiseanlage zusammen. Wie in 2.2.2 näher beschrieben ist der Anteil der Anschlusskosten, die vom Anschlussnehmer zu tragen sind, von der zugrundeliegenden regulatorischen Situation abhängig. In Abbildung 8 sind die CAPEX für den Anschluss einer Anlage in einem Kilometer Entfernung zum Gasnetz dargestellt, die auf 250.000 Euro Eigenanteil gedeckelt sind. Weiter dargestellt sind die CAPEX

für den Anschluss einer Anlage in vier Kilometer Entfernung, wobei einmal 25 Prozent und einmal 100 Prozent der Anschlusskosten durch den Anschlussnehmer zu tragen sind.

In Folge dieser unterschiedlichen Varianten der Eigenbeteiligung an den Gasnetzanschlusskosten divergieren die Investitionsausgaben für eine vom Gasnetzanschluss abgesehen identische Anlagenkonfiguration erheblich und liegen zwischen 1,1 und 6,5 Millionen Euro.

Abbildung 9

Absolute und spezifische CAPEX für die Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung in Abhängigkeit von der Verteilung der Gasnetzanschlusskosten



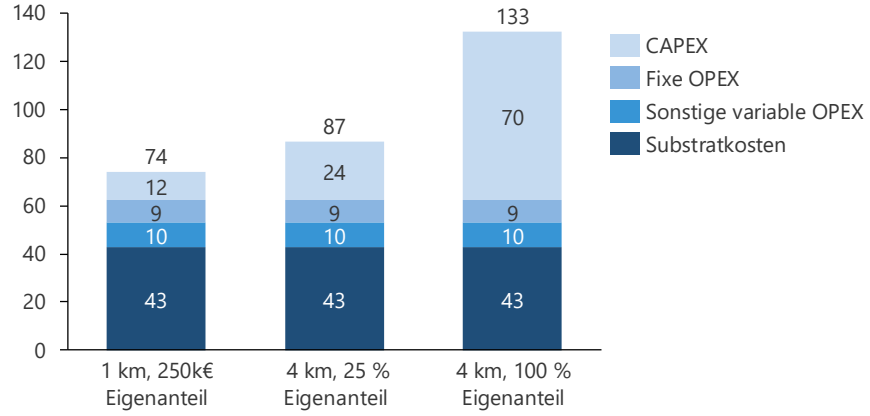
Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf [54]

Die **fixen Betriebskosten** der Biogasaufbereitung setzen sich aus Kosten für Wartung und Reparatur, Versicherung, den Austausch der Waschlösung sowie den Lohnkosten zusammen und belaufen sich auf 90.600 Euro pro Jahr. [54]

Die **variablen OPEX** beinhalten die Kosten für den Bezug des Biomassesubstrats gemäß den Annahmen in 2.3.2.1. Die weiteren variablen OPEX der Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung resultieren aus Strom- und Wärmekosten, den Kosten für die Feinentschwefelung und den Betriebskosten von Einspeiseanlage und Verbindungsleitung. Unter der Annahme von 8.000 Betriebsstunden betragen die weiteren variablen OPEX 103.850 Euro pro Jahr. [54] [6], [58]

Abbildung 10

Kosten der Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung



Quellen: Eigene Berechnung basierend auf [54], [6], /FIEE-01 24P

Legt man sämtliche im Jahr anfallende Kosten auf die jährliche Einspeisemenge von 9.950 MWh Biomethan um, ergeben sich je nach Beteiligung an den Netzanschlusskosten Kosten zwischen 74,2 und 132,5 Euro/MWh. Hierbei zeigen sich die enormen Mehrkosten, die aus einer vollen Übernahme der Netzanschlusskosten resultieren.

Exkurs: Rohbiogascluster und zentrale Biogasaufbereitung

Ein Ansatz, die Aufbereitungs- und Einspeisekosten zu senken, ist die Sammlung von Rohbiogasmengen durch eine dezidierte Leitungsinfrastruktur und eine folgende zentrale Aufbereitung und Einspeisung ins Gasnetz. Durch eine solche Clusterung lassen sich in erster Linie die CAPEX und in geringerem Umfang die fixen OPEX adressieren, während die variablen OPEX davon kaum bis nicht betroffen sind. So lassen sich in einem Cluster aus sechs Rohbiogaserzeugern mit zentraler Aufbereitung die spezifischen CAPEX für die Aufbereitungsanlage um fast 40 Prozent reduzieren. Da der Anteil der CAPEX der BGAA an den Gesamtkosten jedoch überschaubar ist, entspricht dies nur einer Reduktion der Kosten um 2,7 Euro/MWh.

Deutlich relevanter könnten die Einspareffekte sein, die sich aus geringen CAPEX für den Gasnetzanschluss ergeben. Insbesondere unter der Regulatorik der ausgelaufenen GasNZV konnte es attraktiv sein, eine zentrale Aufbereitung in einem Abstand von unter einem Kilometer zum Gasnetz zu realisieren, da dann die Kostenbeteiligung auf 250.000 Euro gedeckelt wurde. Somit konnten Anlagen, die sich in größerer Entfernung vom Gasnetz befanden, von den positiven Effekten dieses Kostendeckels profitieren. Da die Kosten für die benötigte Rohgasleitungen zur zentralen Aufbereitung von den Anlagen selbst zu tragen sind, dürfen dabei die Distanzen jedoch nicht zu groß werden.

Ob dieses spezifische Einsparpotenzial bestehen bleibt, ist somit davon abhängig, ob vergleichbare Regelungen zur Kostenteilung und -deckelung im Kontext des Gasnetzanschluss auch in Zukunft gelten werden.

Eine genaue Quantifizierung der Kostensenkungspotenziale durch Clusterung und zentrale Aufbereitung ist aufgrund einer ungenügenden Datengrundlage der Kosten von Einspeiseanlagen und Rohbiogasleitungen nicht möglich. Das Engler-Bunte Institut des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW-EBI) schätzt anhand eines fiktiven Clusters mit 18 Anlagen das Kostensenkungspotenzial der CAPEX von Biogasaufbereitung und Biomethaneinspeisung auf bis zu 80 Prozent. [61]

2.3.3.2 Zahlungsbereitschaften für Biomethan

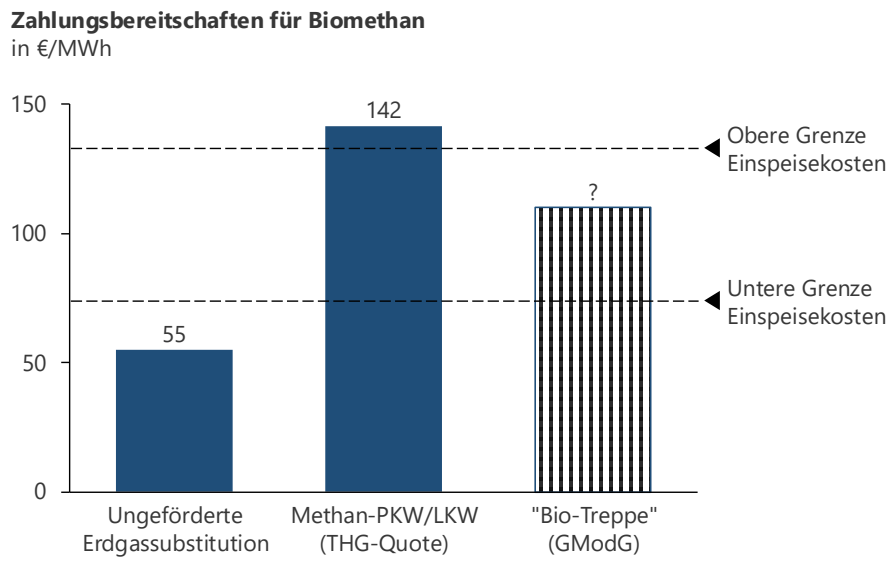
Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit einer Umstellung von Biogasverstromung auf Biogasaufbereitung mit anschließender Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz werden die Erlöspotenziale analysiert, die sich aus den Zahlungsbereitschaften potenzieller Biomethanabnehmer ergeben. Diese Zahlungsbereitschaften werden aus Paritätspreisen gegenüber fossilen und nicht fossilen Alternativen zu Biomethan abgleitet. Die zentrale Annahme dahinter ist, dass der Abnehmer nicht bereit ist mehr zu zahlen als für die jeweils kostengünstigste Alternative. Berücksichtigt werden hierbei der Preis für fossiles Erdgas als zentrale Referenz sowie preisrelevante Anreizsysteme wie der CO_2-Preis oder Erlöse durch die Erfüllung die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote) im Verkehrssektor.

Innerhalb Bayerns lassen sich bisher lediglich zwei unterschiedliche Paritätspreise ausweisen. Der eine betrifft die ungeförderte Substitution von Erdgas durch Biomethan. Der Paritätspreis ergibt sich aus dem Erdgasgroßhandelspreis (Stand 2026 ca. 40 Euro/MWh) sowie dem CO_2-Preis im ETS (Stand 2026 ca. 75 Euro/t CO_2) und beträgt ca. 55 Euro/MWh. Damit liegt er unter der unteren Grenze der ermittelten Biomethankosten. Somit ist die ungeförderte Substitution von Erdgas in Industrie oder Kraftwerken durch Biomethan nicht wirtschaftlich beziehungsweise bedarf freiwilliger Mehrzahlungsbereitschaft.

Anders gestaltet sich die Situation beim Einsatz von Biomethan in Methanfahrzeugen. Hier lässt sich als Kraftstoff eingesetztes Biomethan auf die Erfüllung der THG-Quote anrechnen. Bei aktuell stark gestiegenen Preisen des THG-Quotenhandels von bis zu 450 Euro/t CO_2 lässt sich hier ein Paritätspreis von 141,5 Euro/MWh bestimmen, der somit sogar oberhalb der oberen Grenze der Einspeisekosten liegt und entsprechend einen wirtschaftlichen Betrieb der Aufbereitung zu Biomethan verspricht. Hierbei gilt es aber zu beachten, dass einerseits die Preise der THG-Quote in den letzten Jahren stark volatil waren und andererseits geringe Nachfragemengen aufgrund einer geringen Anzahl an Methanfahrzeugen bestehen.

Abbildung 11

Mögliche Zahlungsbereitschaften in Form von Paritätspreisen für Biomethan



Quellen: Eigene Berechnungen und Abschätzungen

Aktuell noch schwer abzuschätzen sind reale Zahlungsbereitschaften bzw. Marktpreise, die im Zusammenhang mit der im GModG angelegten Pflicht zum Einsatz von Grüngas in neu installierten Gasheizungen (siehe 2.2.3) entstehen könnten. Durch die bei Nichterfüllung drohenden Bußgelder von bis zu 5.000 Euro ist davon auszugehen, dass Biomethanerzeuger ihre Kosten an verpflichtete Heizungsbetreiber durchreichen können. Insbesondere für Anlagen, die niedrige Biomethaneinspeisekosten realisieren können, könnte hier ein lukratives Geschäftsmodell entstehen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der zu erwartenden zukünftigen Nachfrage, die das heutige Erzeugungsniveau deutlich übersteigen könnte (siehe 2.2.3).

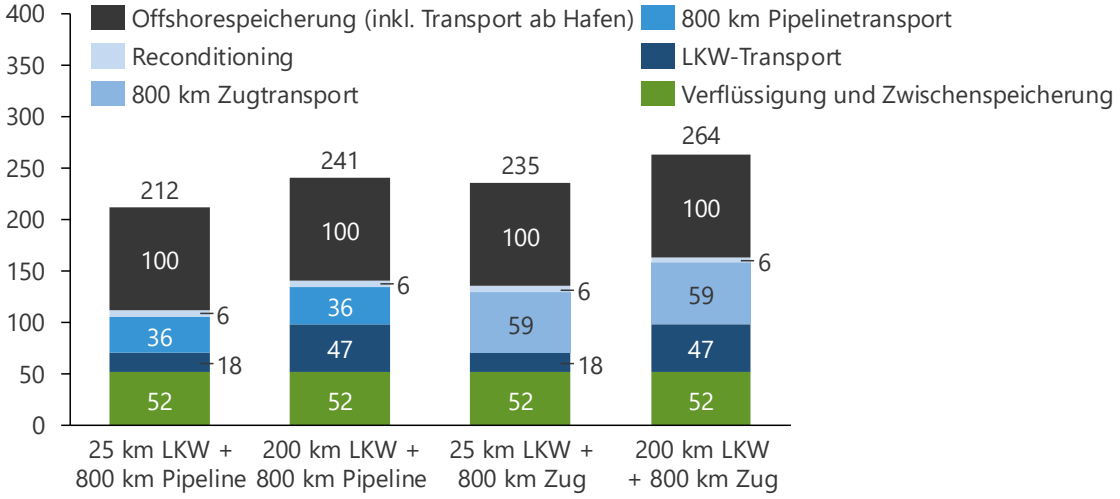
2.3.3.3 BECCS im Kontext der Biogasaufbereitung

Ein zusätzliches Geschäftsmodell im Kontext der Biogasaufbereitung könnte die Nutzbarmachung des abgeschiedenen biogenen CO_2 darstellen. Eine Option ist hierbei die Verflüssigung, der Abtransport und die anschließende dauerhafte geologische Speicherung (BECCS) und die aus diesen Negativemissionen perspektivisch generierbaren Erlöse. Im Status quo stellt der Verkauf von verflüssigtem CO_2 beispielsweise in die Lebensmittel- und Getränkeindustrie oder für industrielle Anwendungen den üblichen Weg dar.

Abbildung 12

Kosten der gesamten BECCS-Kette für CO_2 aus Biogasaufbereitungsanlagen

Kosten für Verflüssigung, Transport und Speicherung von biogenem CO_2 einer BGAA
in €/t CO_2



Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf [62], [63], [7], [8], [64]

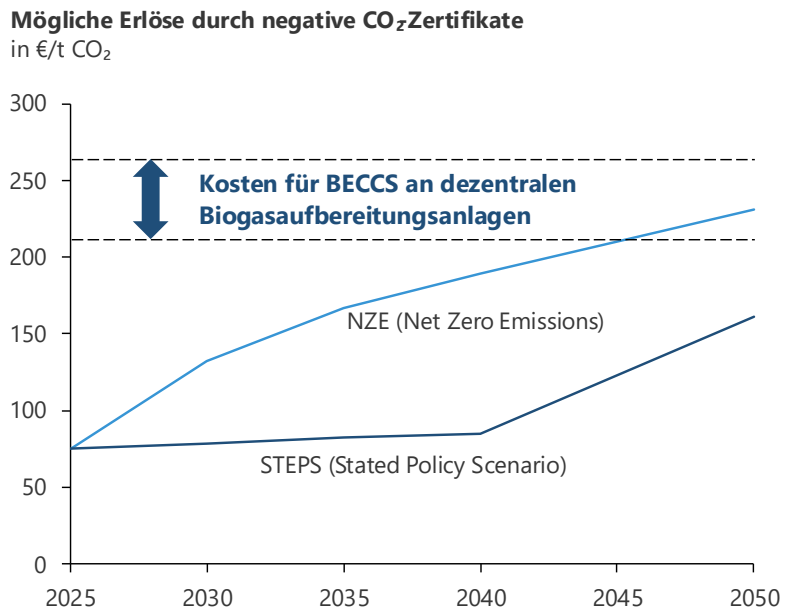
Abbildung *12* zeigt die Kosten der gesamten BECCS-Kette, angefangen bei der Verflüssigung und Zwischenspeicherung des abgeschiedenen CO_2, über verschiedene Transportvarianten von Bayern an die deutsche Nordseeküste und die anschließende geologische Offshore-Speicherung. Die Kosten der Verflüssigung und Zwischenspeicherung des CO_2 an der Biogasaufbereitungsanlage werden von den für die Verflüssigung benötigten Stromkosten dominiert und belaufen sich auf gut 50 Euro/t CO_2.

Die Transportkosten bis zum Hafen sind abhängig von der spezifischen Transportkette, setzen aber in jedem hier betrachteten Fall eine großskalige CO_2-Sammelinfrastruktur per Zug oder Pipeline voraus. Die an einer einzelnen Anlage anfallenden CO_2-Mengen sind mit gut 29 t/Woche sehr klein und entsprechen nur etwas mehr als einer LkW-Ladung. Daher ist davon auszugehen, dass das verflüssigte CO_2 in jedem Fall per Trailer zur Sammelinfrastruktur transportiert werden muss, was weitere Kosten zur Folge hat. Die Kosten der gesamten Transportkette belaufen sich somit auf 54 bis 105 Euro/t CO_2.

Für die anschließende Speicherung vor der Küste inklusive dafür erforderlichen Transportes ab dem Hafen sind weitere 100 Euro/t CO_2 zu veranschlagen, sodass sich Gesamtkosten in Höhe von 212 bis 264 Euro/t CO_2 ergeben. Bei onshore Speicherung in Bayern und damit verbundenen kürzeren Transportwegen ergeben sich Einsparpotenziale von etwa 60 Euro/t CO_2.

Abbildung 13

Gegenüberstellung der Kosten für BECCS an dezentralen BGAA mit der Entwicklung möglicher Erlöse aus negativen CO_2-Zertifikaten



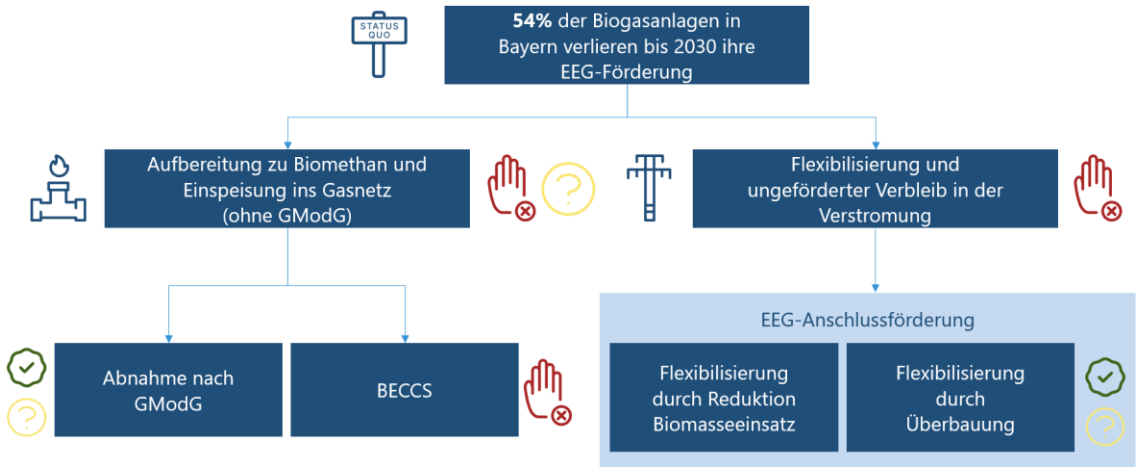
Quellen: CO_2-Preise aus [9], Kostenberechnung basierend auf [62], [63], [7], [8], / IEA-06 23P/

Mit Blick auf die mögliche Entwicklung der CO_2-Preise zeigt sich, dass selbst in einem ambitionierten Klimaschutzszenario (NZE) BECCS aus dezentralen Biogasaufbereitungsanlagen nicht vor Mitte der 2040er-Jahre wirtschaftlich sein wird. Auch die Preise für verflüssigtes CO_2, die je nach Qualität zwischen 30 und 50 Euro/t CO_2 liegen [65], liegen aktuell unter den Kosten, die für Verflüssigung und anschließenden LkW-Transport anfallen würden. Somit lässt sich konstatieren, dass weder der Verkauf von verflüssigtem CO_2 im Status Quo noch perspektivisch die Realisierung von BECCS für dezentrale Biogasanlagen wirtschaftlich realisierbar ist.

2.3.4 Gegenüberstellung der betrachteten Geschäftsmodelle

Die Synthese aus der Betrachtung der Geschäftsmodelle der gewählten Nachnutzungskonzepte ergibt, dass sowohl ein Verbleib in der Biogasverstromung inklusive Flexibilisierung als auch die Aufbereitung des Biogas zu Biomethan unter den richtigen Rahmenbedingungen wirtschaftlich attraktiv sein kann.

Abbildung 14
Einordnung der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Geschäftsmodelle



Während die Kosten und hier insbesondere die Grenzkosten der Stromerzeugung aus Biogas für eine ungeförderte Teilnahme am Strommarkt deutlich zu hoch sind, bietet die zwölfjährige EEG-Anschlussförderung Anlagen eine wirtschaftliche Perspektive. Hierbei erweist sich eine Flexibilisierung der Leistung durch Überbauung als wirtschaftlicher als eine Flexibilisierung durch Reduktion des Biomasseeinsatzes im Bestand. Limitierender Faktor kann hier allerdings die Begrenzung der Ausschreibungsvolumina darstellen (siehe Abschnitt 2.2.1).

Im Status Quo lassen sich nur beim Absatz von Biomethan an Methanfahrzeuge durch das Instrument der THG-Quote Erlöse realisieren, die über den Gestehungs- und Einspeisekosten von Biomethan liegen. Da hier nur geringe Nachfragemengen vorliegen, dürfte dieser Absatzweg aber nur wenigen Anlagen eine realistische Perspektive bieten. Mit der „Bio-Treppe“ gemäß GModG und der Grüngasquote wird ein zusätzlicher Markt für Biomethan entstehen, der das heutige Erzeugungsniveau deutlich übersteigen könnte. Insbesondere für Anlagen beziehungsweise Anlagencluster, die sich zu vorteilhaften Konditionen ans Gasnetz anschließen können, dürfte hier ein wirtschaftliches Geschäftsmodell entstehen.

Die Realisierung von BECCS an dezentralen Biogasaufbereitungsanlagen (im Vergleich zu BECCS an größeren CO_2-Punktquellen, wie Biomassekraftwerken oder Industriestandorten) dürfte selbst bei Realisierung einer CO_2-Sammelinfrastruktur unter den geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen auf absehbare Zeit unwirtschaftlich bleiben.

3 Die Rolle von BECCS für die Klimaziele

Negativemissionen durch Abscheidung und Speicherung von biogenem CO_2 kann einen wichtigen Beitrag zur Klimaneutralität leisten

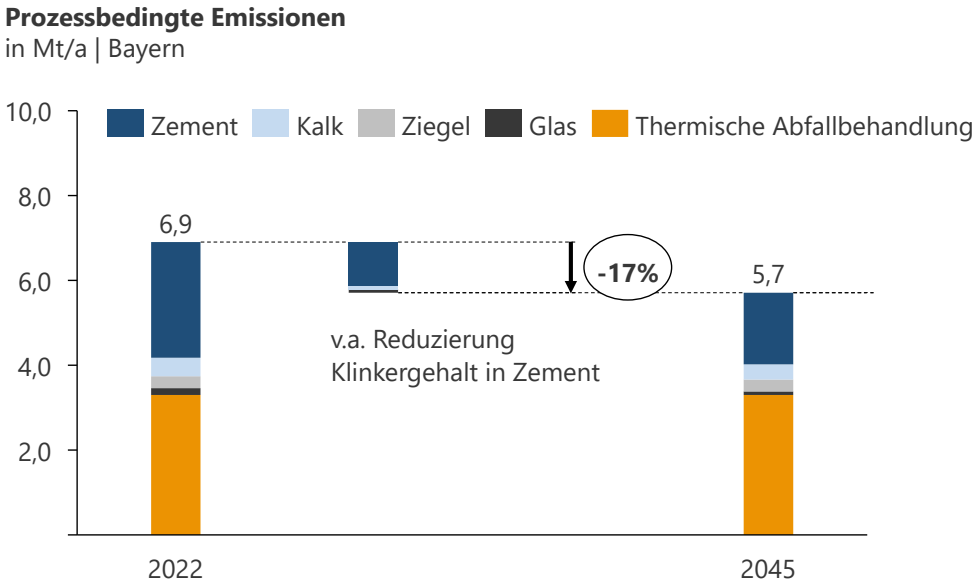
Um Klimaneutralität zu erreichen, sind umfassende Transformationsmaßnahmen in allen Sektoren erforderlich. Während sich ein Großteil der energiebedingten Emissionen durch Elektrifizierung oder den Einsatz klimaneutraler Energieträger vermeiden lässt, ist für Prozessemissionen die CO_2-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) oder die Kompensation durch Negativemissionen notwendig. Negativemissionen können dabei durch die Abscheidung und Speicherung von biogenem CO_2 (Bio-CCS) bereitgestellt werden. Für größere Punktquellen wie z. B. an Biomassekraftwerken oder an Industriestandorten mit Biomasse-Einsatz kann BioCCS eine wirtschaftlich sinnvolle Ergänzung zu sonstigen Transformationsmaßnahmen darstellen.

3.1 Notwendigkeit von BECCS für die Klimaneutralität

Auf dem Weg zur Klimaneutralität ist die Umsetzung zahlreicher Transformationsmaßnahmen notwendig. Neben Maßnahmen wie Elektrifizierung und die Umstellung auf klimaneutrale Brennstoffe, ist auch der Einsatz von CCS notwendig, um Prozessemissionen zu vermindern. [10] Prozessemissionen kommen aus der Umwandlung der eingesetzten Rohstoffe, beispielsweise der Kalzinierung von Kalkstein (Kalkbrennen) an Kalk- und Zementstandorten. In der Zementindustrie machen diese sogenannten „Prozessemissionen“ 65 Prozent der anfallenden Emissionen aus und stammen aus der Produktion von Zementklinkern. Branchenprognosen zufolge können die Emissionen niedrigere Klinkeranteile um rund 35 Prozent reduziert werden. Die verbleibenden Emissionen gelten jedoch als unvermeidbar. [11]
Weitere relevante Quellen unvermeidbarer Emissionen sind die Ziegel- und Glasproduktion sowie die thermische Abfallbehandlung[4]. Insgesamt ergeben sich in Bayern unvermeidbare Prozessemissionen in einer Größenordnung von rund 6,9 Mt CO_2/a, die bis 2045 auf etwa 5,9 Mt CO_2/a reduziert werden können (siehe Abbildung 15). [66] [12]

[4] Emissionen aus der thermischen Abfallbehandlung werden in dieser Studie als prozessbedingte Emissionen definiert, da der unvermeidbare Prozess der Abfallbehandlung die Emissionen erzeugt. Im Rahmen der thermischen Abfallbehandlung wird oft auch Strom- und Wärme erzeugt, was in dieser Studie als Nebenprodukt aufgefasst wird.

Abbildung 15
Entwicklung der prozessbedingten Emissionen in Bayern bis 2045



Quellen: Eigene Berechnung basierend auf [12] [13] [11]

Um trotz dieser Emissionen bilanziell Klimaneutralität zu erreichen, bestehen grundsätzlich zwei Optionen:
– CO_2-Abscheidung und langfristige Speicherung (CCS)
– Kompensation durch Negativemissionen

Bei CCS wird CO_2 an der Punktquelle aus dem Abgasstrom abgeschieden, verdichtet und dauerhaft gespeichert. Der Energieaufwand für die CO_2-Abscheidung und damit die Kosten steigen bei hohen Abscheideraten stark an. Wirtschaftlich sinnvolle Abscheideraten befinden sich im Bereich 90-98 Prozent [14][67]. In der folgenden Betrachtung wird ein Abscheidegrad von 95 Prozent angenommen, sodass 5 Prozent der Emissionen als „nicht abscheidbar“ gelten.

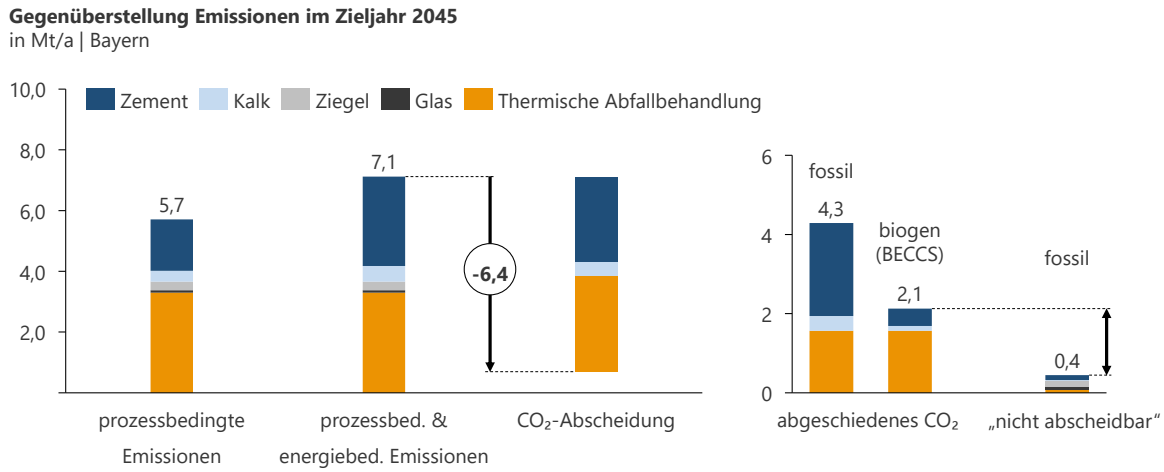
In der Zement- und Kalkindustrie ist CO_2-Abscheidung in den Branchenroadmaps als Verminderungstechnologie vorgesehen. [15] [11] Für diese Standorte bestimmt also die Abscheiderate die Menge an Restemissionen. In Branchen wie der Glas- und Ziegelindustrie fallen die Emissionen im Vergleich zur Zement- und Kalkindustrie in deutlich kleineren Mengen je Standort an, sodass eine CO_2-Abscheidung dort als wirtschaftlich nicht darstellbar gilt. [16] Auch diese CO_2-Emissionen gelten in der folgenden Betrachtung daher als „nicht abscheidbar“.

Geht man davon aus, dass nur CO_2-Emissionen an Zement- und Kalkwerken abgeschieden werden, so lohnt sich eine genauere Betrachtung der Emissionen an diesen Standorten.

Neben den unvermeidbaren Prozessemissionen entstehen an den Industriestandorten auch energiebedingte Emissionen, also durch den Einsatz von Brennstoffen zur Energiebereitstellung. Wird an den Standorten CO_2 abgeschieden, so werden sowohl die energiebedingten als auch die prozessbedingten Emissionen abgeschieden. Ein Teil der energiebedingten Emissionen ist dabei biogenen Ursprungs, da auch Biomasse als Brennstoff eingesetzt wird. Bei Speicherung des abgeschiedenen CO_2 kann dieser Anteil als „BECCS" definiert werden. Da die Biomasse schon während ihrem Wachstum CO_2 aufgenommen hat, erzeugt die Abscheidung und Speicherung von biogenen CO_2-Mengen negative Emissionen. Eine Gegenüberstellung der verbleibenden fossilen Restemissionen und der potenziellen Negativemissionen zeigt, dass BECCS-Potenziale an Zement- und Kalkwerken grundsätzlich ausreichen, um „nicht abscheidbare" Emissionen zu kompensieren. Die Gegenüberstellung der CO_2-Mengen ist in Abbildung 16 dargestellt.

Abbildung 16

Emissionsbilanzierung bei Abscheidung von unvermeidbaren Emissionen aus der Industrie und der thermischen Abfallbehandlung



Quellen: Eigene Berechnung basierend auf [12] [13] [11] [17] [68]

Falls hingegen keine CO_2-Abscheidung in der Industrie erfolgt, steigt der Bedarf an Negativemissionen deutlich an. Diese könnten durch BECCS in der Energiewirtschaft – wie z.B. CO_2-Abscheidung an Biomassekraftwerken oder Biogasanlagen oder durch Direct Air Carbon Capture and Storage (DACCS) bereitgestellt werden.

Die thermische Abfallbehandlung nimmt hierbei eine Sonderrolle ein: Der Abfall besteht typischerweise zu etwa gleichen Teilen aus biogenen und fossilen Bestandteilen [18]. Entsprechend ergibt sich die Situation:

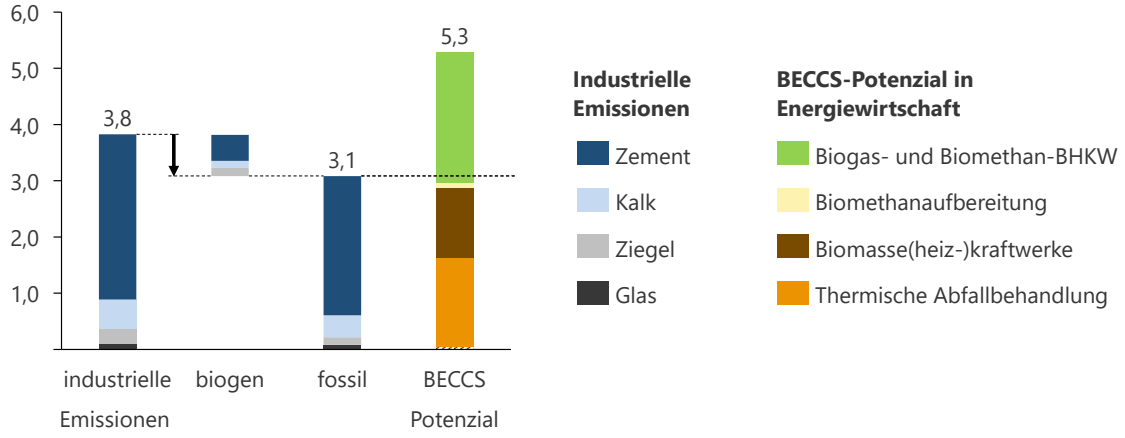
- Die Emissionen sind unvermeidbar, da Abfallströme langfristig bestehen bleiben
- Bei CO_2-Abscheidung an TAB-Anlagen kann etwa die Hälfte der abgeschiedenen Emissionen als Negativemission angerechnet werden

Eine Gegenüberstellung der BECCS-Potenziale in Bayern mit industriellen Emissionen zeigt, dass allein durch CO_2-Abscheidung in der thermischen Abfallbehandlung die industriellen Emissionen nicht vollständig kompensiert werden können (siehe Abbildung 17). Erst wenn Potenziale für BECCS in der Energiewirtschaft genutzt werden, ergibt sich rechnerisch eine ausreichende Menge an Negativemissionen.

Abbildung 17

Vergleich industrieller Emissionen im Zieljahr 2045 mit dem Potenzial für Negativemissionen durch BECCS

Gegenüberstellung industrielle Emissionen mit BECCS Potenzial in der Energiewirtschaft
in Mt/a | Zieljahr 2045 | Bayern



Quellen: Industrielle Emissionen basierend auf [12] [11] [17] ; BECCS Potenzial basierend auf [19], [13], [20]

Würden die gesamten Potenziale für BECCS in Bayern erschlossen, so könnten die industriellen Emissionen kompensiert werden, ohne dass CO_2-Abscheidung in der Industrie umgesetzt werden müsste. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die spezifischen Kosten der CO_2-Abscheidung an kleineren Anlagen deutlich höher sind als an großen Punktquellen. Es ist daher nicht davon auszugehen, dass BECCS an dezentralen Energieanlagen in Bayern kostengünstiger bereitgestellt werden können als die CO_2-Abscheidung an industriellen Punktquellen.

3.2 Anrechenbarkeit von Negativemissionen

Der regulatorische Rahmen und Absatzmarkt für BECCS und Negativemissionen wird maßgeblich dadurch geprägt, wie sich Negativemissionen zur Vermeidung fossiler Restemissionen anrechnen lassen. Ausgangspunkt ist dabei der Handlungsdruck der Industrie, ihre CO_2-Emissionen zu vermindern. Industrieanlagen sind dazu verpflichtet, für

jede emittierte Tonne fossilen CO_2 ein Emissionszertifikat (EUA) einzulösen. Die Gesamtmenge der Zertifikate wird jährlich reduziert, sodass ein steigender CO_2-Preis zu erwarten ist, welcher Transformationsmaßnahmen in der Industrie anreizen soll. [9] [69]

Nach aktuellem Stand läuft die Zuteilung neuer Zertifikate im Zeitraum bis etwa 2039 aus. [70] Im Zuge der Weiterentwicklung des EU-ETS wird aktuell eine Reform diskutiert, welche am 17. Juli 2026 von der Europäischen Kommission vorgelegt wurde. [71][72] Hierbei wird unter anderem eine Anpassung der Bedingungen für die kostenlose Zuteilung von Zertifikaten, die Anrechnung von Negativemissionen, als auch der lineare Reduktionsfaktor (LRF) vorgeschlagen, der bestimmt, wie schnell die jährliche Zertifikatsmenge reduziert wird. Der Vorschlag der Kommission wird nun im Europaparlament und im Rat der Mitgliedstaaten verhandelt. [73]

Auch bei einer Umsetzung des Vorschlags der Kommission bleibt der Handlungsdruck für Unternehmen mit unvermeidbaren Prozessemissionen bestehen. Spätestens zu dem Zeitpunkt, an dem keine weiteren Zertifikate ausgegeben werden und vorhandene Bestände aufgebraucht sind, müssen Emissionen technisch vermieden werden. In der Praxis bedeutet das den Einsatz von CCS. Für „nicht abscheidbare“ Restemissionen (siehe Abbildung 16) werden weiterhin EUA benötigt.

Der Vorschlag der Kommission sieht außerdem die Integration von CO_2-Entnahme („Negativemissionen“) in den EU ETS vor. Demnach sollen in dem Zeitraum von 2031 bis 2040 250Mt Negativemissionen aus Bio-CCS (Überbegriff für alle biogenen CO_2-Abscheidungen mit Speicherung, inkl. BECCS) und DACCS gehandelt werden können. Nur inländische dauerhafte CO_2-Entnahmen, die nach dem Carbon Removal Certification Framework (CRCF) zertifiziert sind, kommen in Betracht. [21] [74] Ihre dauerhafte Speicherung wird weiterhin den Überwachungs-, Berichterstattungs- und Überprüfungsvorschriften des EU ETS unterliegen.

Neben der potenziellen Integration von CO_2-Entnahme in den ETS existiert bereits heute ein freiwilliger Markt für Negativemissionen. Unternehmen können dort Negativemissionszertifikate (NEZ) erwerben, um eigene Klimaziele zu erreichen oder Produkte als klimaneutral zu vermarkten. Die Zertifizierung erfolgt durch private Standards wie den Verified Carbon Standard (VCS) von Verra. Diese freiwilligen Zertifikate haben jedoch keine Wirkung im Rahmen gesetzlicher Emissionsziele. Sie können daher regulatorische Verpflichtungen, etwa im EU ETS, nicht ersetzen, sondern lediglich ergänzen.

3.3 Wirtschaftlichkeit von BECCS

Die Kosten für CO_2-Abscheidung sind im Wesentlichen abhängig von der CO_2-Konzentration im Abgas sowie von der Größe der Anlage.

Der Einfluss der **CO_2-Konzentration** ergibt sich aus den physikalischen und thermodynamischen Eigenschaften der Trennprozesse. Je höher die CO_2-Konzentration, desto höher ist auch der CO_2-Partialdruck. Das erleichtert die Abscheidung, da weniger Energie für die

Trennung des CO_2 aus dem Gas benötigt wird und kleinere Anlagenkomponenten ausreichen. Dadurch werden die Anlagen kleiner und insgesamt günstiger. Bei geringen CO_2-Gehalten sind dagegen meist aufwendige chemische Verfahren notwendig, die viel Energie und große Anlagen erfordern. Steigt der CO_2-Anteil, kommen auch alternative Verfahren wie physikalische Waschverfahren, Membranen oder andere Trenntechnologien infrage, die in der Regel energieeffizienter und kostengünstiger sind. [75] [20]

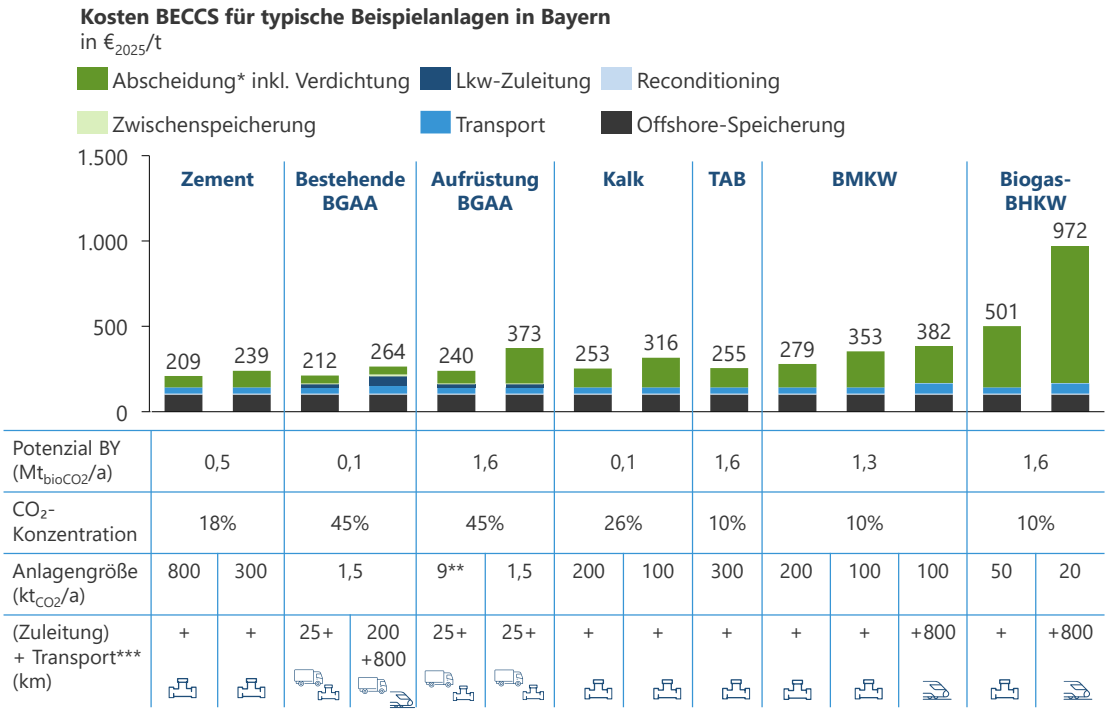
Ein weiterer zentraler Kostentreiber ist die Anlagengröße. Größere Anlagen sind in der Regel wirtschaftlicher, da die Investitionskosten nicht im gleichen Verhältnis wachsen wie die abgeschiedene CO_2-Menge („Skaleneffekte“). Dadurch sinken die spezifischen Kosten pro Tonne CO_2 mit zunehmender Anlagengröße. Kleine Anlagen sind dagegen vergleichsweise teurer, da viele Anlagenteile (z. B. Absorber, Verdichter) auch bei geringeren Durchsätzen nahezu vollständig benötigt werden. Fixe Kosten werden daher auf kleinere abgeschiedene Mengen verteilt, sodass die spezifischen Kosten steigen. [75]

Beide Effekte wirken zusammen: Hohe CO_2-Konzentrationen führen zu geringeren Energiebedarfen, während große Anlagen zusätzlich von Skaleneffekten profitieren. Deshalb sind CO_2-Abscheidungskosten z. B. in der Zementproduktion tendenziell niedriger als bei kleinen dezentralen Biogas- bzw. Biomethan-BHKWs mit geringen CO_2-Konzentrationen im Abgas. Die BECCS-Kosten für typische Beispielanlagen in Bayern sind in Abbildung 18 aufgeführt. Der Betrachtungsraum bezieht sich dabei lediglich auf die Schritte der CO_2-Wertschöpfungskette, sodass z. B. Feedstockpreise für Biomasse nicht inkludiert sind.

Die Abbildung verdeutlicht, dass große Punktquellen mit hohen CO_2-Konzentrationen für die CO_2-Abscheidung die günstigsten Voraussetzungen bieten. Auch die Verflüssigung von CO_2 an bestehenden Biogasaufbereitungsanlagen ist mit vergleichsweise geringen Kosten verbunden. Der Grund hierfür liegt darin, dass das CO_2 im Rahmen der Biogasaufbereitung zu Biomethan bereits in konzentrierter Form vorliegt und keine Investition in eine CO_2-Abscheideanlage erforderlich ist. Es entstehen somit im Wesentlichen nur zusätzliche Kosten für die CO_2- Verflüssigung, Zwischenlagerung und Transport. Aufgrund der geringen anfallenden CO_2-Mengen je Standort ist für den Transport zur CO_2-Speicherung zunächst ein Lkw-Transport notwendig, bevor das CO_2 per Pipelinenetz oder Zug zu Speichern transportiert werden kann.

Abbildung 18

Einordnung der Kosten für BECCS entlang der gesamten Wertschöpfungskette



* In einer bestehenden Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) muss abgeschiedenes CO_2 nur noch verdichtet werden.

** Beispiel für Clustering von Biogasanlagen mit aufgerüsteter Biogasaufbereitung und CO_2-Verflüssigung. Kosten für Biogassammelleitungen nicht berücksichtigt.

*** Distanzunabhängige Kosten für Nutzung des Pipelinenetzes (Annahme 36 €/t)

Quellen: Eigene Berechnungen basierend auf [62] , [63], [7], [8], [76], [75]

Auch die nachträgliche Aufrüstung bestehender Biogasanlagen zur Biomethanerzeugung mit integrierter CO_2-Abscheidung kann kosteneffizient umgesetzt werden, sofern dies zentral durch ein Clustering mehrerer Biogasanlagen geschieht. Durch die gemeinsame Nutzung von Aufbereitungs- und Verflüssigungsinfrastruktur lassen sich Skaleneffekte realisieren und spezifische Investitionskosten reduzieren. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die hierfür erforderlichen Investitionen in die Sammelinfrastruktur sowie in Leitungsanbindungen in den dargestellten Kosten nicht enthalten sind und die Wirtschaftlichkeit entsprechend beeinflussen können.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit von BECCS werden den Kosten die potenziellen Erlöse gegenübergestellt. Sobald Zertifikate von BECCS im ETS gehandelt werden dürfen, können Erlöse in der Höhe des CO_2-Preises am EU ETS erzielt werden. Diese befinden sich aktuell bei etwa 80 Euro/t [77], sodass eine Finanzierungslücke von über 130 Euro/t

verbleibt. Zwar ist mittel- und langfristig mit einem Anstieg der CO_2-Preise zu rechnen, deren Höhe hängt jedoch maßgeblich von der konkreten Ausgestaltung des EU ETS ab.

Eine alternative Vermarktungsoption stellt der freiwillige Kohlenstoffmarkt dar, auf dem derzeit laut der Plattform *cdr.fyi* Preise von rund 190 Euro/t CO_2 erzielt werden können. Auch an diesem Markt ergibt sich jedoch weiterhin eine Finanzierungslücke.

Insgesamt zeigt sich, dass ein BECCS-Geschäftsmodell ohne zusätzliche Fördermechanismen oder regulatorische Verpflichtungen derzeit wirtschaftlich nicht tragfähig sind. Während für ETS-pflichtige Anlagen mit unvermeidbaren Prozessemissionen wie z.B. in der Zement- und Kalkindustrie ein zunehmender Handlungsdruck zur Emissionsminderung ihrer fossilen Emissionen besteht, haben Betreiber von Biogasanlagen oder Biomassekraftwerken keinen finanziellen Anreiz zur Umsetzung von CO_2-Abscheidung. **Ohne ergänzende Anreize oder Förderinstrumente ist daher kurzfristig nicht von einer breiten Umsetzung von BECCS-Projekten auszugehen.** Mögliche Instrumente umfassen CO_2-Differenzverträge, Investitionszuschüsse, Prämienmodelle und Abnahmegarantien. [18] Viele Fördermechanismen weisen dabei hohe bürokratische Hürden auf, sodass in der Realität oft größere Leuchtturmprojekte gefördert werden.

In der Zukunft ist davon auszugehen, dass sich die Wirtschaftlichkeit von BECCS perspektivisch verbessern kann. Auf der Kostenseite sind durch technologische Weiterentwicklungen, Standardisierung und Skaleneffekte sinkende Investitionskosten für CO_2-Abscheidung zu erwarten. Auf der Erlösseite führen steigende CO_2-Preise am ETS zu höheren Einnahmen.

Demgegenüber wird der Betrieb von CO_2-Abscheidung stark von der Entwicklung der Strompreise beeinflusst werden. Da die Abscheidung insbesondere bei niedrigen CO_2-Konzentrationen mit einem erheblichen Strom- und Wärmebedarf verbunden ist, können steigende Strompreise die Betriebskosten deutlich erhöhen und einen Teil der erwarteten Kostensenkungen kompensieren. [18]

Vor diesem Hintergrund kann sich die Wettbewerbsfähigkeit von BECCS regional unterschiedlich entwickeln. In Ländern mit niedrigeren Strompreisen ergeben sich tendenziell bessere Rahmenbedingungen für den wirtschaftlichen Betrieb von CO_2-Abscheidungssystemen. **Standortfaktoren wie Energiepreise, Infrastrukturverfügbarkeit und regulatorische Rahmenbedingungen gewinnen damit zunehmend an Bedeutung für die Realisierung von BECCS-Projekten.**

4 Ausblick für die Biomasse-Nutzung in Bayern

Steigende Nachfrage und begrenzte Potenziale erfordern einen strategischen Einsatz von Biomasse

Biomasse wird auch in Zukunft ein wichtiger Bestandteil der bayerischen Energie- und Klimapolitik bleiben. Sie kann erneuerbare Energie bereitstellen, biogenen Kohlenstoff für industrielle Anwendungen zur Verfügung stellen und durch BECCS zur Erzeugung von Negativemissionen beitragen. Damit übernimmt sie Funktionen, die von anderen erneuerbaren Energieträgern nur teilweise ersetzt werden können.

Es ist davon auszugehen, dass die Nachfrage nach Biomasse in den kommenden Jahren weiter zunimmt. Treiber sind unter anderem die Dekarbonisierung der Industrie und des Energiesystems sowie die Einführung einer Grüngasquote und der sogenannten Bio-Treppe im Rahmen des Gebäudemodernisierungsgesetzes. Angesichts einer steigenden Nachfrage bei gleichzeitig begrenzten Potenzialen gewinnt die Frage an Bedeutung, in welchen Anwendungen die verfügbaren Biomasseressourcen den größten Beitrag zu Klimaschutz, Versorgungssicherheit und regionaler Wertschöpfung leisten können.

Die kommenden Jahre werden maßgeblich darüber entscheiden, welche Rolle die Biomasse einnimmt. Entscheidend wird sein, ob regulatorische Rahmenbedingungen und Marktanreize so ausgestaltet werden, dass bestehende Biomassepotenziale erhalten und gezielt in den Anwendungen eingesetzt werden, in denen ihr Nutzen am größten ist. Gleichzeitig wird die Bedeutung von Biomasse als Quelle biogenen Kohlenstoffs und für die Erzeugung von Negativemissionen voraussichtlich weiter wachsen. Vor diesem Hintergrund ist Biomasse künftig weniger als breit verfügbarer Energieträger, sondern vielmehr als strategische Ressource zu betrachten, deren Einsatz gezielt auf die Erreichung von Klimaschutz-, Versorgungs- und Industriepolitikzielen ausgerichtet werden muss.

Anhang

Die nachfolgende Tabelle erläutert die Einordnung der verschiedenen Biomasse-Anwendungen in die in Abschnitt 1.5 vorgestellte Biomasse-Leiter. Die Einstufung basiert auf einer Bewertung der Verfügbarkeit alternativer Optionen, der Nachhaltigkeit des jeweiligen Anwendungsfalls sowie der technischen Umsetzbarkeit. Neben der Bewertung der drei Aspekte können in einer volkswirtschaftlichen Betrachtung allerdings weitere Faktoren relevant sein. Hierzu zählen Auswirkungen einer priorisierten Biomasseallokation auf die Wettbewerbsfähigkeit in anderen Wirtschaftsbereichen. So kann die Lenkung begrenzter Biomasseressourcen in bestimmte Anwendungen die Entwicklungsmöglichkeiten anderer nicht berücksichtigter Sektoren, z. B. der Automobilindustrie, mindern.

Tabelle 6

Begründung der Einordnung der Anwendungen in der Biomasse-Leiter

Anwendung	**Einstufung**	**Begründung**
Holzverarbeitende Industrie	A	– Langfristige Kohlenstoffspeicherung – Substitution emissionsintensiver Materialien wie Stahl und Beton – Wald erfüllt Ökosystemdienstleistungen
Biogene Kraftstoffe im Flug- und Schiffsverkehr	A	– Kaum elektrische Alternativen – PtL deutlich teurer
Grundstoffchemie	A-B	– Alternative CCU tendenziell teurer – Drop-In-Lösung – TRL 7-9
Biochar Carbon Removal	B	– Alternative Negativemissionstechnologien DAC oder BECCS oft teurer – Hohe Klimawirkung durch Negativemissionen – Zusatznutzen für Böden – C-Speicherdauer nur begrenzt nachweisbar
Flexible Strom- und Wärmebereitstellung	B	– Alternative Flexibilitätsoptionen (z. B. Batteriespeicher, langfristig H_2-Gaskraftwerk) vorhanden
Hochtemperatur-Prozesswärme in der Industrie	B	– Elektrifizierung unterliegt technischen Restriktionen, Wasserstoffnutzung teuer – Technisch möglich, aber Infrastrukturnachrüstung notwendig, wenn Rohbiogas genutzt wird

BECCS	B-C	– Alternative Negativemissionstechnologie DAC teurer und energieintensiver – Hohe Klimawirkung durch Negativemissionen – Transport und Speicherung noch problematisch
Biogene Kraftstoffe im Straßenverkehr	C	– Elektromobilität als dominante Alternative verfügbar
Wärmebereitstellung im Nah- und Fernwärmenetz	C	– Alternativen wie Wärmepumpen oder Geothermie verfügbar – Effizienz bei KWK gegeben
Strom- und Wärmebereitstellung in der Grundlast	C-D	– Geringer systemischer Nutzung bei variabler erneuerbarer Energieerzeugung
Gebäudewärme (Biofuel, Biomethan)	D	– Wärmepumpen als dominierende Alternative – Negative systemische Effekte, mögliche soziale Härten – Nutzung bestehender Infrastruktur und Kessel
Gebäudewärme (Holzbasiert)	E	– Relevante Feinstaub und NOx-Emissionen

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AW	Anzulegender Wert
BECCS	Bioenergy Carbon Capture and Storage; Abscheidung und dauerhafte Speicherung von biogenem CO_2
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BioCCS	Carbon Capture and Storage bei biogenen CO_2-Quellen
CAPEX	Capital Expenditures; Investitionsausgaben
CCS	Carbon Capture and Storage; CO_2-Abscheidung und -Speicherung
CCU	Carbon Capture and Utilization; CO_2-Abscheidung und Nutzung
CRCF	Carbon Removal Certification Framework
DAC	Direct Air Capture; CO_2-Abscheidung aus der Umgebungsluft
DACCS	Direct Air Carbon Capture and Storage; CO_2-Abscheidung aus der Umgebungsluft mit anschließender Speicherung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ETS	Emissions Trading System; Emissionshandelssystem
EUA	European Union Allowance; Emissionszertifikat im EU-ETS
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
GModG	Gebäudemodernisierungsgesetz
GModG-E	Entwurf des Gebäudemodernisierungsgesetzes
KULAP	Kulturlandschaftsprogramm
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LRF	Linearer Reduktionsfaktor
MaStR	Marktstammdatenregister
MVA	Müllverbrennungsanlage
NABIS	Nationale Biomassestrategie
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe

NEZ	Negativemissionszertifikat(e)
NZE	Net Zero Emissions Scenario
OPEX	Operational Expenditures; Betriebskosten
PtL	Power-to-Liquid
RED II	Renewable Energy Directive II; Erneuerbare-Energien-Richtlinie II
RED III	Renewable Energy Directive III; Erneuerbare-Energien-Richtlinie III
StMELF	Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus
StMUV	Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Verbraucherschutz
TAB	Thermische Abfallbehandlung
THG-Quote	Treibhausgasminderungsquote
TM	Trockenmasse
TRL	Technology Readiness Level; technischer Reifegrad
VCS	Verified Carbon Standard
VNP	Vertragsnaturschutzprogramm

Literaturverzeichnis

[1] Eckpunkte für eine nationale Biomassestrategie (NABIS). Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), 2022.

[2] Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare- Energien-Gesetz - EEG 2023) (EEG 2023). Ausgefertigt am 2014-07-21, Version vom 2023-07-26; Berlin: Bundesministerium der Justiz, 2023.

[3] Referentenentwurf für eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2027), geleakte Entwurfsfassung vom April 2026 (nicht offiziell veröffentlicht) (EEG-2027 Entwurf). Ausgefertigt am 2026-04; Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2026.

[4] Ausschreibungen für Biomethananlagen. In https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/start.html. (Abruf am 2026-06-30); Bonn: Bundesnetzagentur, 2026.

[5] EEG-Anlagenstammdaten. In https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Anlagenstammdaten. (Abruf am 2026-06-30); Berlin: 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW, 2026.

[6] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Basisdaten Bioenergie Deutschland 2022. Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., 2022.

[7] Schneider, Martin: Anforderungen an eine CO2- Infrastruktur in Deutschland - Voraussetzungen für Klimaneutralität in den Sektoren Zement, Kalk und Abfallverbrennung. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2024.

[8] Johansson, Tobias: Techno economic assessment of CCUS for a biogas facility in Sweden. Stockholm: KTH, 2022.

[9] World Energy Outlook 2025. Paris: International Energy Agency (IEA), 2025.

[10] Analyse CO2-Infrastrukturbedarf in Bayern - Update. München: FfE GmbH, 2024.

[11] Dekarbonisierung von Zement und Beton - Minderungspfade und Handlungsstrategien - Eine CO2 - Roadmap für die deutsche Zementindustrie. Düsseldorf: Verein Deutscher Zementwerke e.V. (VDZ), 2020.

[12] Wirth, Benjamin; Wagner, Franziska: Interview: Prozessbedingte CO2-Emissionen; Interview geführt von Kracht, Hannes. Fürth: Bayerisches Landesamt für Statistik, 2023.

[13] Marktstammdatenregister. In https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht. (Abruf am 2025-06-01); Bonn: Bundesnetzagentur, 2025.

[14] Brandl, Patrick: Beyond 90% capture: possible, but at what cost?. In: International Journal of Greenhouse Gas Control Volume 105. London: Imperial College London, 2021.

[15] Roadmap Kalkindustrie 2050 - Über die klimaneutrale Produktion zur klimapositiven Industrie. Köln: Bundesverband der Deutschen Kalkindustrie e.V., 2020.

[16] Pleier, Amanda; Kracht, Hannes; Guminski, Andrej: Analyse CO2-Infrastrukturbedarf in Bayern - Eine vbw Studie, erstellt von der FfE - Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH. München: FfE GmbH, 2023.

[17] PRTR-Gesamtdatenbestand der Berichtsjahre 2007 bis 2021: https://thru.de/thrude/downloads/; Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2022.

[18] Wagner, Johannes; Schimmel, Matthias; Dertinger, Andrea; Manych, Niccolo; Irmak, Cem; Pleier, Amanda; Amer, Nora; Guminski, Andrej: Wege zur Skalierung von Negativemissionstechnologien - Empfehlungen für Marktdesign, Infrastruktur und Finanzierung. Mannheim: MVV, 2025.

[19] dena Biogasregister; Berlin: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2024.

[20] Fink, Bettina; Weig, Georg: CCU in Bayern – CO2 als erneuerbarer Rohstoff für die stoffliche Nutzung - Kurzstudie zum Cross-Cluster-Projekt. Straubing, München: C.A.R.M.E.N., 2025.

[21] Certification for carbon removals and carbon farming (CRCF) (CRCF). Ausgefertigt am 2024-11-27, Version vom 2024-12-06; Straßburg: Europäisches Parlament, 2024.

[22] Hermann, Hauke; Cludius, Johanna; Graichen, Jakob: Ausrichtung des EU-ETS-1 auf das neue EU-Klimaschutzziel für 2030 und Reform der Marktstabilitätsreserve (MSR-1) - Übersicht zur überarbeiteten Emissionshandelsrichtlinie. Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2023.

[23] Borchert, Herbert; Cummings, Mandy; Diehl, Theresa; Dressler, Daniela; Halama, Martina; Hayashi, Mika; Hoffmann, Maria; Mallast, Janine; Metsch, Johannes; Niedt, Therese; Nitschke, Tobias; Sander-Titgemeyer, Anna; Siebrecht, Norman; Stimm, Kilian; Toews-Mayr, Gerlinde; Weber-Blaschke, Gabriele; Dittmar, Jan: Projekt BioReSt: Vorbereitung einer Bayerischen Biomasse-Ressourcenstrategie - Wissenschaftliche Grundlagen und Empfehlungen - Teil: Agrar- und Holz-basierte Biomasse inklusive Altholz. Freising, Straubing, München: Technische Universität München, Holzforschung München (TUM-HFM), 2025.

[24] Bayerischer Agrarbericht 2024 - Energetische Nutzung. Bayern: Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft, Forsten und Tourismus (StMELF), 2024.

[25] Krautkremer, Bernd; Kasten, Julia; Steindl, Matthias; Effenberger, Mathias; Venus, Thomas; Richter, Felix; Kern, Michael: Biogaspotential Bayern. Kassel, Freising, Witzenhausen: Fraunhofer IEE, 2025.

[26] Energiedaten.Bayern - Schätzbilanz - Daten bis zum Jahr 2024. Leipzig, München: Leipziger Institut für Energie GmbH, 2025.

[27] Bayrische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft: Vorräte. In https://www.lwf.bayern.de/bwi/080765/index.php. (Abruf am 2026-07-27); Freising: Bayrische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft, 2026.

[28] Meisel, Kathleen; Jordan, Matthias; Dotzauer, Martin; Schröder, Jörg; Cyffka, Karl-Friedrich; Dögnitz, Niels; Schmid, Christopher; Lenz, Volker; Naumann, Karin; Daniel-Gromke, Jaqueline; Costa de Paiva, Gabriel; Schindler, Harry; Esmaeili, Danial; Szarka, Nora; Thrän, Daniela: SoBio - Szenarien einer optimalen Biomassenutzung im deutschen Energiesystem - Eine Langfristperspektive. Leipzig: Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2023.

[29] Bioenergie. In https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/bioenergie. (Abruf am 2026-7-02); Dessau-Roßlau: Umweltbundesamt, 2026.

[30] Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) - Überblick. Wien: Kompost & Biogas Verband, 2023.

[31] Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena,2024): Auswirkungen der RED III auf den Biomethanmarkt - Welche Auswirkungen haben die Nachhaltigkeitsanforderungen aus Artikel 29 der RED III auf den Biomethanmarkt?

[32] Bundesverband Bioenergie e.V.: Novellierte Nachhaltigkeitsverordnungen: Nationale Umsetzung der RED III vor Abschluss. In https://www.bundesverband-bioenergie.de/presse/nachhaltigkeit/novellierte-nachhaltigkeitsverordnungen-nationale-umsetzung-der-red-iii-vor-abschluss. (Abruf am 2026-07-26); Berlin: Bundesverband Bioenergie e.V., 2026.

[33] Koch, Konrad; Post, Matthias; Auer, Markus; Lebuhn, Michael: Einsatzstoffspezifische Besonderheiten in der Prozessführung. Freising: Arbeitsgemeinschaft Landtechnik und landwirtschaftliches Bauwesen in Bayern e.V., 2017.

[34] Naumann, Karin; Cyffka, Karl-Friedrich; Karras, Tom: Bio2x | Vergleichende Analyse zu nachhaltigen Biomasse- und Substitutionspotenzialen - Hintergrundpapier. Leipzig: DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum, 2024.

[35] Hennenberg, Klaus; Köppen, Susanne; Banse, Martin; Böttcher, Hannes; Brödner, Romy; Cyffka, Karl-Friedrich; Fehrenbach, Horst; Iost, Susanne; Jordan, Matthias; Kilian, David; Morland, Christian; Pfeiffer, Mirjam; Reise, Judith; Richter, Sören; Schweinle, Jörg; Schindler, Harry; Weimar, Holger: Hintergrundinformationen zum Status Quo der Land- und Forstwirtschaft in Deutschland und zukünftigen

Biomassepotential für die Erarbeitung der NABIS - Kurzbericht. Heidelberg: ifeu-Institut für Energie- und Umwelforschung, 2024.

[36] EEG-Anlagenstammdaten 2024: https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Anlagenstammdaten; Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart: Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB), 2024.

[37] Marktstammdatenregister. In https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR. (Abruf am 2026-07-03); Bonn: Bundesnetzagentur, 2026.

[38] Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG-Novelle). In https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Artikel/Service/Gesetzesvorhaben/20260718-eeg-novelle.html. (Abruf am 2026-07-27); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2026.

[39] Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV). Ausgefertigt am 2010-09-03; Berlin: BMWi, 2010.

[40] Biogas. In https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK07/BK7_04_Erdgas/BK7_48_Biogas/BK7_Biogas.html. (Abruf am 2026-07-03); Bonn: Bundesnetzagentur, 2026.

[41] Biogaseinspeisung ins Gasnetz - FAQ. In https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/NetzzugangMesswesen/Biogas/start.html. (Abruf am 2026-07-03); Bonn: Bundesnetzagentur, 2026.

[42] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz) (EnWG). Ausgefertigt am 2005-07-07, Version vom 2026-03-29; Berlin: BMWE, 2026.

[43] Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Gebäudeenergiegesetzes, zur Änderung des Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften im Wärmebereich - Gebäudemodernisierungsgesetz (GModG). In https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/2026/20260513-entwurf-eines-gesetzes-zur-aenderung-des-gebaeudeenergiegesetzes.pdf?__blob=publicationFile. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2026.

[44] Neues Gebäudemodernisierungsgesetz. In https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/neues-gebaeudemodernisierungsgesetz-2430284. (Abruf am 2026-07-27); Berlin: Die Bundesregierung, 2026.

[45] Eckpunkte zum neuen Gebäudemodernisierungsgesetz. In https://www.cducsu.de/sites/default/files/2026-02/cdu-csu-spd_eckpunkte-gebaeudemodernisierungsgesetz.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: CDU/CSU-Fraktion, SPD-Fraktion, 2026.

[46] Absatz Wärmeerzeuger in Deutschland 2010-2025. In https://www.bdh-industrie.de/fileadmin/user_upload/Pressegrafiken/Infografik_Marktentwicklung_2010-2025_012026.zip?dl=1. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: Bundesverband der Deutschen Heizungsindustrie, 2026.

[47] Erhebungen des Schornsteinfegerhandwerks 2024. In https://www.schornsteinfeger.de/sites/default/files/downloads/erhebungen-2024.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Sankt Augustin: Bundesverband des Schornsteinfegerhandwerks - Zentralinnungsverband (ZIV), 2024.

[48] Nutzenergiebilanz: Energieflussbild der Bundesrepublik Deutschland 2023: https://www.bdew.de/media/documents/1_Energieflussbild_Deutschland_2023_TWh_detailliert.svg; Berlin: BDEW, AGEB, HEA, FfE, 2025.

[49] Biomethan – vielseitig einsetzbar. In https://www.carmen-ev.de/wp-content/uploads/2024/02/Biomethan-Vielseitig-einsetzbar_April-2024.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V, 2024.

[50] Potenziale für und Bedarfe von grünen Gasen und Ölen im Gebäudebereich. In https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2026/Potenziale_fuer_und_Bedarfe_von_gruenen_Gasen_und_OElen_im_Gebaeudebereich.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: Deutsche Energie-Agentur (dena), 2026.

[51] Branchenbarometer Biomethan 2023. In https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Branchenbarometer_Biomethan_2023.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: Deutsche Energie-Agentur (dena), 2023.

[52] Einspeiseinitiative Biogas Bayern. In https://www.biogas.org/meldung/einspeiseinitiative-biogas-bayern. (Abruf am 2026-07-03); Freising: Fachverband Biogas e.V., 2025.

[53] Zukunftsaussichten der Biogasbranche. In https://www.biogas.org/fileadmin/redaktion/dokumente/brennpunkte/IZES/20251121_IZES-FvB-Studie_sent.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Saarbrücken: IZES gGmbH – Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme gGmbH, 2025.

[54] Scherzinger, Katharina: Folgekonzepte für den Weiterbetrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Dissertation. Herausgegeben durch Leuphana Universität Lüneburg: Lüneburg, 2023. ISBN: 978-3-658-43811-1.

[55] Doppelmembrangasspeicher, Kuppelform 1/3 D. In https://zorg-biogas.com/de/equipment/gasspeicher/doppelmembrangasspeicher-kuppelform-1_3d. (Abruf am 2026-07-03); München: Zorg Biogas GmbH, 2026.

[56] Handlungsempfehlungen des Runden Tisches zur Anwendung von §50a Absatz1 Satz2 EEG2021 – Flexibilisierung von Biogasbestandsanlage. In https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/2021-05/210511_Handlungsempfehlungen_Runder_Tisch_Flexibilisierung_Biogasbestandsanlagen.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: Clearingstelle EEG|KWKG, 2021.

[57] Flexibilisierung von Biogasanlagen. In https://www.kompost-biogas.info/wp-content/uploads/2024/01/FNR_2018_Flexibilisierung-von-Biogasanlagen.pdf. (Abruf am 2026-07-03); Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2018.

[58] Kurzfristanalyse zu den Kostenentwicklungen von Biomasseanlagen. In https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/kurzfristanalyse-biomasse-kosten.pdf?__blob=publicationFile&v=4. (Abruf am 2026-07-03); Kassel, Leipzig: Fraunhofer IEE, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH, ESE-Consult, Büro für EnergieSystemEffizienz, Schrobenhausen, 2024.

[59] Das FfE Trendszenario. In https://www.ffe.de/service/trendszenario/. (Abruf am 2026-07-03); München: FfE, 2026.

[60] Faustzahlen. In https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen. (Abruf am 2026-07-03); Gülzow-Prüzen: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR), 2026.

[61] Mörs, Friedemann: Einspeisung von Biomethan ins Gasnetz - Aktuelle Situation und Herausforderungen. In https://la-bioenergie.uni-hohenheim.de/fileadmin/einrichtungen/la-bioenergie/Veranstaltungen/Vortraege_Biomethantag_2025/01_Moers_Einspeisung_Erdgasnetz_2025-07-11.pdf. (Abruf am 2026-07-27); Karlsruhe: DVGW-Forschungsstelle am Engler-Bunte-Institut des Karlsruher Instituts für Technologie, 2025.

[62] Mendelevitch, Roman; Heinemann, Christoph; Matthes, Felix; Somers, Julian; Koch, Mathias: Carbon Capture and Storage (CCS) in der Energiewende zur Klimaneutralität - Der infrastrukturelle und regulatorische Rahmen für CO2-Transport und -Speicherung. Berlin: Agora Industrie, 2026.

[63] Technology Data for Carbon Capture, Transport and Storage: https://ens.dk/en/analyses-and-statistics/technology-data-carbon-capture-transport-and-storage; Copenhagen: The Danish Energy Agency, 2021.

[64] Components of CCS Infrastructure – Interim CO_2 Holding Options. In https://ieaghg.org/publications/components-of-ccs-infrastructure-interim-co2-holding-options/. (Abruf am 2026-07-03); Cheltenham: IEAGHG, 2023.

[65] Zusatzeinnahmen durch den CO2-Verkauf aus Biogasanlagen. In https://www.biogaseffizienz.info/optimierung-und-sanierung/co2-handel.php. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: BIOGAS InnoTec - Kommunikation & Innovation für die Biogasbranche, 2026.

[66] Kohlendioxidemissionen. In https://www.statistikportal.de/de/ugrdl/ergebnisse/gase/co2. (Abruf am 2023-08-22); Wiesbaden: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2023.

[67] Barlow, Hugh; Shahi, Shahrzad S M: STATE OF THE ART: CCS TECHNOLOGIES 2024. Melbourne, Australia: Global CCS Institute, 2024.

[68] Dietz, Wolfram; Schipf, Roland; Rommel, Wolfgang: CO2-Minderungspfade der thermischen Abfallbehandlung in Bayern - bifa-Text Nr. 75. Augsburg: bifa Umweltinstitut GmbH, 2025.

[69] Kracht, Hannes; Platzdasch, Aicha; Fill, Andreas; Schmidt, Sarah; Helmer, Nadja; Guminski, Andrej: CO2-Verminderungskosten für die bayerische Industrie im Trendszenario. München: FfE, 2025.

[70] Experten: CO2-Zertifikate für Industrie und Strom bis 2039 aufgebraucht. In https://euractiv.com/de/news/experten-co2-zertifikate-fuer-industrie-und-strom-bis-2039-aufgebraucht/. (Abruf am 2026-07-03); Berlin: Euractiv DE, 2024.

[71] EU-Kommission legt Vorschlag für Reform des Europäischen Emissionshandels vor. In https://www.bundesumweltministerium.de/pressemitteilung/eu-kommission-legt-vorschlag-fuer-reform-des-europaeischen-emissionshandels-vor. (Abruf am 2026-07-27); Berlin: BMUKN, 2026.

[72] Revision of the EU emissions trading system. Straßburg: Europäisches Parlament, 2026.

[73] Policy briefs on the revision of the European Emission Trading System (ETS). In https://cedelft.eu/publications/policy-briefs-on-the-revision-of-the-european-emission-trading-system-ets/. (Abruf am 2026-07-03); Delft: CE Delft, 2026.

[74] EU sets world's first voluntary standard for permanent carbon removals. Brüssel: Europäische Komission, 2026.

[75] Barlow, Hugh; Shahi, Shahrzad S M; Kearns, David T.: ADVANCEMENTS IN CCS TECHNOLOGIES AND COSTS - January 2025. Melbourne, Australia: Global CCS Institute, 2025.

[76] Beiron, Johanna; Normann, Fredrik; Johnsson, Filip: A techno-economic assessment of CO2 capture in biomass and waste-fired combined heat and power plants – A Swedish case study. Chalmers University of Technology, Göteborg: Intenational Journal of Greenhouse Gas Control, 2022.

[77] EU Carbon Permits. In https://tradingeconomics.com/commodity/carbon. (Abruf am 2026-07-03); New York: Trading Economics, 2026.

[78] Mohr, Stephan; Schmidt-Achert, Tapio; Ziemsky, Valerie; Pichlmaier, Simon: Von der Theorie zur Praxis: Warum grüner Wasserstoff teurer ist als gedacht. München: FfE, 2025.

[79] vbw: Zukunftsfähige Wälder durch nachhaltige Holznutzung. München: Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V., 2026.

Ansprechpartner/Impressum

Olga Bergmiller
Abteilung Wirtschaftspolitik

Telefon 089-551 78-267
olga.bergmiller@vbw-bayern.de

Impressum

Alle Angaben dieser Publikation beziehen sich ohne jede Diskriminierungsabsicht grundsätzlich auf alle Geschlechter.

Herausgeber

vbw
Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft e. V.

Max-Joseph-Straße 5
80333 München

www.vbw-bayern.de

© vbw August 2026

Weiterer Beteiligter

FfE
Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft mbH

Amanda Pleier
David Ruprecht
Aicha Platzdasch
Dr. Ing. Andrej Guminski