

Auswertung von Post-EEG-Projekten

Schlussfolgerungen für die Biogas-Praxis





Auswertung von Post-EEG-Projekten

Schlussfolgerungen für die Biogas-Praxis

Mark Paterson | Martin Dotzauer | Patrick Matschoss | Nadja Rensberg |
Bernhard Wern

Herausgeber

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL) | Darmstadt

Bitte zitieren Sie dieses Dokument bzw. Teile daraus wie folgt:

Paterson, M.; Dotzauer, M.; Matschoss, P.; Rensberg, N.; Wern, B. (2024): Auswertung von Post-EEG-Projekten. Schlussfolgerungen für die Biogas-Praxis. Darmstadt. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL)

Finanzielle Förderung

Diese Veröffentlichung entstand im Rahmen des Teilvorhabens 3: Multimedialer Informationstransfer des Projekts TRANSBIO – Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem.
Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) | Gülzow
Fördernummer: 2220NR128C



Gefördert durch



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

© KTBL 2024

Herausgeber und Vertrieb

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
Bartningstraße 49 | 64289 Darmstadt
Telefon +49 6151 7001-0 | E-Mail: ktbl@ktbl.de
vertrieb@ktbl.de | Telefon Vertrieb +49 6151 7001-189
www.ktbl.de

Herausgegeben mit Förderung des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages.

Titelfoto

© stock.adobe.com | Countrypixel

Inhalt

1	Einleitung	7
2	Biogas in Deutschland	8
2.1	Anlagenbestand	8
2.2	Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung	9
2.3	Technische Parameter und Anlagenbetrieb	11
2.4	Wärmebereitstellung und -nutzung	12
2.5	Ausblick	13
3	Ergebnisse der KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“	14
3.1	Branchenzugehörigkeit	14
3.2	Geschäftsfelder für möglichen Anlagenweiterbetrieb	15
3.3	Investitionsbereitschaft (Ausschreibungsmodell)	16
3.4	Strategie zur Gebotspreisfindung (Ausschreibungsmodell)	16
3.5	Zeitplanung für Weiterbetriebskonzepte	17
3.6	Bedarf und Themen einer Erstberatung	18
3.7	Aktuelle Herausforderungen	19
4	Geschäftsfelder zum Anlagenweiterbetrieb	20
4.1	Flexible Kraft-Wärme-Kopplung	20
4.2	Biomethanproduktion	24
4.3	Biogasanlagen-Cluster (Biomethan)	27
5	Ergebnisse einer Meta-Analyse von Post-EEG-Studien	30
6	Weiterführende Informationen	32
6.1	Web-Anwendungen des KTBL	32
6.2	Fachportal „Zukunft Biogas“	34
6.3	Forschungsdatenplattform „BE Future“	34
6.4	Literaturempfehlungen	36
	Literatur	37
	Abkürzungsverzeichnis	38
	Mitwirkende	39

1 Einleitung

Die schrittweise Umstellung der Energiegewinnung hin zu regenerativen Energiequellen ist eine notwendige Aufgabe in den nächsten Jahrzehnten. Ziel ist es, die endlichen fossilen Energieträger zu schonen und gleichzeitig die anthropogenen Treibhausgasemissionen – zur Begrenzung der Klimaerwärmung – zu verringern. Dabei spielt die Bioenergie eine wichtige Rolle – auch für die Landwirtschaft.

Gegenüber erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne bietet Biogas den entscheidenden Vorteil der bedarfsorientierten Energieproduktion. Die Erzeugung von Biogas erhöht die regionale Wertschöpfung, bildet eine nachhaltige Einkommensalternative für Landwirtinnen und Landwirte und schafft Arbeitsplätze. Als regional erzeugter und klimaneutraler Energieträger trägt Biogas zudem einen wichtigen Teil zur Versorgungssicherheit bei. Dabei ist das mögliche Energiepotenzial noch längst nicht ausgeschöpft.

So werden in Deutschland aktuell mehrere Tausend Biogasanlagen, überwiegend im landwirtschaftlichen Bereich, betrieben. Sie weisen zusammen eine elektrische Leistung von über 6,5 Gigawatt auf und erzeugen ca. 6 % des jährlichen Strombedarfs in Deutschland (BMWK 2023). Darüber hinaus erfüllen die Biogasanlagen weitere Funktionen als Produzenten regenerativer Wärme, vor allem in den ländlichen Regionen, bei der Herstellung von Biomethan oder zunehmend als flexible Speicherkraftwerke.

Neben diesen energiewirtschaftlichen Beiträgen leistet Biogas einen doppelten Beitrag zum Klimaschutz: Zum einen werden landwirtschaftliche Reststoffe (Gülle, Festmist) genutzt, die ohne eine Nutzung in Biogas ein hohes Treibhausgaspotenzial haben, zum anderen wird direkt fossile Energie ersetzt.

Grundlage für diese Entwicklung war und ist seit dem Jahr 2000 das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), indem es die bevorzugte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ins Stromnetz regelte und eine Einspeisevergütung über einen Zeitraum von 20 Jahren festschrieb. Doch für viele Anlagen endet der EEG-Vergütungszeitraum in den nächsten Jahren. Viele Betreibende von Bioenergieanlagen stehen nun vor der zentralen Herausforderung, wie ein erfolgreicher Weiterbetrieb in den kommenden Jahren gesichert werden kann (sogenannte Post-EEG-Phase oder Ü20-Biogasanlagen).

Um den Betrieb und damit den Beitrag der Anlagen zur Energiewende über die Förderungsperiode hinaus zu sichern, müssen betriebswirtschaftlich tragfähige Optionen für den Weiterbetrieb gefunden werden. Der Erfolg wird auch von einer Anschlussregelung seitens des Gesetzgebers für die Post-EEG-Phase abhängen. Da hierfür der politische Wille für lange Zeit kaum erkennbar war, wurden ab Mitte der 2010er-Jahre mehrere „Post-EEG-Studien“ durch das Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) vergeben (Matschoss et al. 2024). Damit sollten Perspektiven für Bioenergieanlagen nach dem Auslaufen ihrer 20-jährigen Förderung durch das EEG ausgelotet werden.

Das Verbundvorhaben „TRANSBIO – Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem“, das ebenfalls vom BMEL gefördert wurde, hatte das Ziel, die zentralen Ergebnisse der Post-EEG-Projekte zu bündeln, verständlich aufzubereiten und Handlungsoptionen abzuleiten. Die Ergebnisse aus diesen Vorhaben sind vielfältig und zeigen ein breites Lösungsspektrum für die sehr anlagenspezifischen Betriebskonzepte auf.

Die vorliegende Veröffentlichung fasst Informationen und Erkenntnisse, die im Rahmen des TRANSBIO-Vorhabens erlangt werden konnten, für Anlagenbetreibende sowie Beraterinnen und Berater zusammen.

2 Biogas in Deutschland

2.1 Anlagenbestand

Ende 2022 waren in Deutschland nach Schätzungen des Deutschen Biomasseforschungszentrums (DBFZ) rund 8.750 Biogasproduktionsanlagen in Betrieb, an denen Biogas für den Einsatz in Blockheizkraftwerken (BHKW) oder für die weitere Aufbereitung zu Biomethan erzeugt wird. Tabelle 1 zeigt die Verteilung der Biogasproduktionsanlagen differenziert nach Anlagenart.

Tab. 1: Biogasproduktionsanlagen in Deutschland differenziert nach Anlagenart 2022 (Rensberg et al. 2023)

Art der Biogasproduktionsanlage	Anzahl Standorte (12/2022)	Installierte (Äquivalenz-) Leistung MW _{el} ¹⁾
Güllekleinanlagen gemäß § 27b EEG 2012/§ 46 EEG 2014/§ 44 EEG 2017/2021	1.198	93
Sonstige landwirtschaftliche Biogasgasproduktionsanlagen	ca. 8.250	6.168
Kofermentationsanlagen/Vergärungsanlagen auf Basis von organischen Abfällen und tierischen Exkremente/NawaRo (Anteil organischer Abfälle < 90 %, massebezogen)	ca. 120	ca. 90
Abfallvergärungsanlagen (Anteil organischer Abfälle ≥ 90 %, massebezogen)	124	156
Summe Biogasproduktionsanlagen mit Vor-Ort-Verstromung inklusive Satelliten-BHKW	ca. 8.500	6.507
Biogasaufbereitungsanlagen (Biomethan)	248	610
Summe Biogasproduktionsanlagen	ca. 8.748	7.117

¹⁾ Leistungsäquivalenz auf der Basis der Biomethanmengen abgeschätzt.

Bedingt durch eine zunehmende Stilllegung von Biogasanlagen nach Ablauf der 20-jährigen EEG-Vergütung ist seit 2020 ein Rückgang der Anlagenzahlen zu verzeichnen. Gegenwärtig übersteigt dabei die Leistungserweiterung für die Flexibilisierung der Anlagen noch die außer Betrieb genommenen Anlagenleistungen, sodass hinsichtlich der installierten Leistung weiterhin ein leichter Netto-Zubau zu verzeichnen ist, wenngleich die arbeitsrelevante elektrische Leistung stagniert.

Die regionale Verteilung der Biogasproduktionsstandorte zeigt Abbildung 1.

Neben Windenergie und Photovoltaik leisten Biogas und Biomethan einen wichtigen Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Im Jahr 2023 erreichte die Bruttostromerzeugung aus Biogas und Biomethan rund 31,8 TWh (Biogas: ca. 28,7 TWh, Biomethan: 3,1 TWh). Das entspricht rund 12 % der Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien (UBA 2024). Die Wärmebereitstellung aus Biogas und Biomethan lag nach Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (UBA 2023) im Jahr 2023 bei rund 19,2 TWh (Biogas: 14,3 TWh, Biomethan: 4,9 TWh). Damit gehen rund 9 % des Endenergieverbrauchs erneuerbarer Wärme auf Biogas und Biomethan zurück.

Der Einsatz von Biomethan im Verkehrssektor ist vergleichsweise gering, nahm jedoch in den letzten Jahren aufgrund verbesserter wirtschaftlicher Bedingungen weiter zu und erreichte 2023 insgesamt 1.263 GWh. Das entspricht rund 0,2 % des Endenergieverbrauchs im Verkehr (UBA 2024).

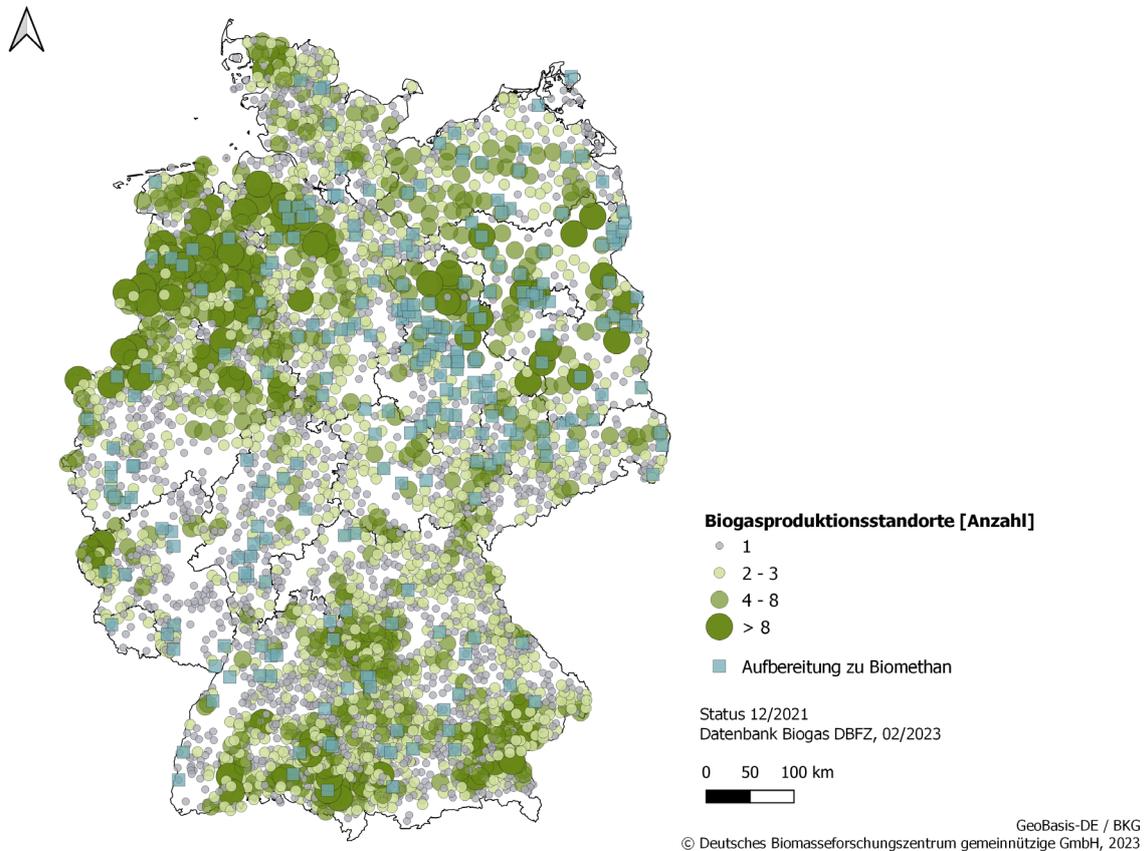


Abb. 1: Regionale Verteilung der Biogasproduktionsstandorte in Deutschland (Stand 12/2021)

2.2 Einsatzstoffe zur Biogaserzeugung

Biogasanlagen werden in Deutschland überwiegend auf Basis von Flüssig- und Festmist sowie nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) betrieben. Diese landwirtschaftlichen Biogasanlagen stellen mehr als 95 % des Anlagenbestandes.

Daneben waren Ende 2022 rund 250 Vergärungsanlagen in Betrieb, in denen organische Abfälle, mit unterschiedlichen Anteilen am Input, zur Biogasproduktion eingesetzt werden.

Die Verteilung der eingesetzten Substrate in den Biogasanlagen ist in Abbildung 2 dargestellt. Bezogen auf die bereitgestellte Energiemenge schiebt sich die Verteilung des Gesamtsubstratinputs aufgrund höherer Gasausbeuten deutlich hin zu nachwachsenden Rohstoffen. Dies ist auf die deutlich höheren Gasausbeuten von NawaRo gegenüber tierischen Exkrementen, insbesondere Gülle, zurückzuführen.

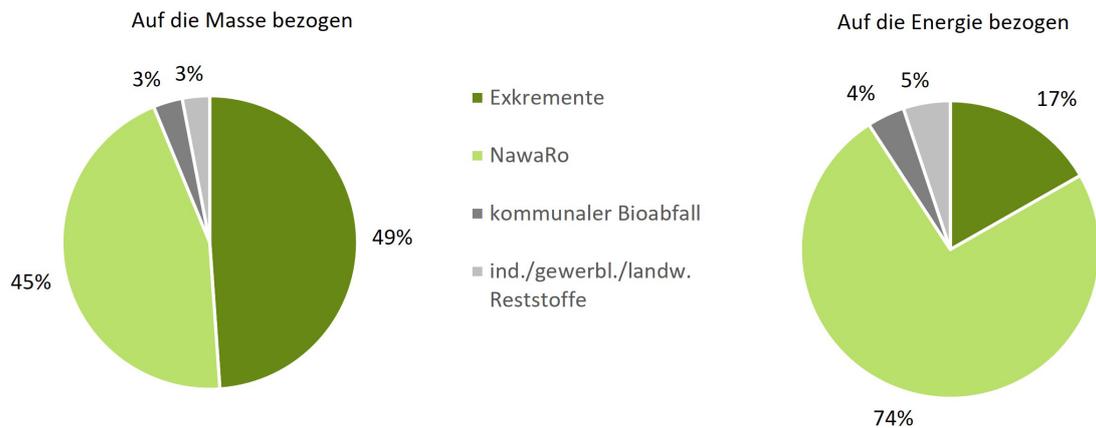


Abb. 2: Masse- und energiebezogener Substrateinsatz in Biogasanlagen mit Vor-Ort-Verstromung in Deutschland (ohne Biogasaufbereitungsanlagen) – DBFZ-Betreibendenbefragung 2023, Bezugsjahr 2022 (Rensberg et al. 2023); n = 413

Die Gesamtinputmengen für die Biogaserzeugung mit Vor-Ort-Verstromung lagen für das Betriebsjahr 2021 insgesamt bei rund 61 Mio. t FM (Frischmasse) nachwachsende Rohstoffe, etwa 65 Mio. t FM tierische Exkrememente sowie rund 2 bis 3 Mio. t FM kommunaler Bioabfall und 3 bis 4 Mio. t FM organische Reststoffe aus Gewerbe, Industrie und Landwirtschaft. Gegenüber dem Jahr 2010 wurde dabei der Einsatz tierischer Exkrememente zur Biogaserzeugung mehr als verdoppelt.

Eine Differenzierung des Substratinputs landwirtschaftlicher Biogasanlagen zeigt, dass mehrheitlich die zur Vergärung eingesetzten Substratmengen Wirtschaftsdünger sind (Abb. 3). In rund 44 % der landwirtschaftlichen Biogasproduktionsanlagen setzt sich der Substratmix aus 31 bis 50 % Wirtschaftsdünger respektive 49 bis 69 % NawaRo (inklusive organische Reststoffe) zusammen. Etwa 1.700 Biogasanlagenstandorte werden mit einem Substratinput basierend auf mindestens 80 % Wirtschaftsdüngern (massebezogen) betrieben. Dies beinhaltet neben den Güllekleinanlagen gemäß EEG (2012, 2023) auch rund 600 weitere Anlagenstandorte mit vergleichbarem Substratinput (Rensberg et al. 2023).

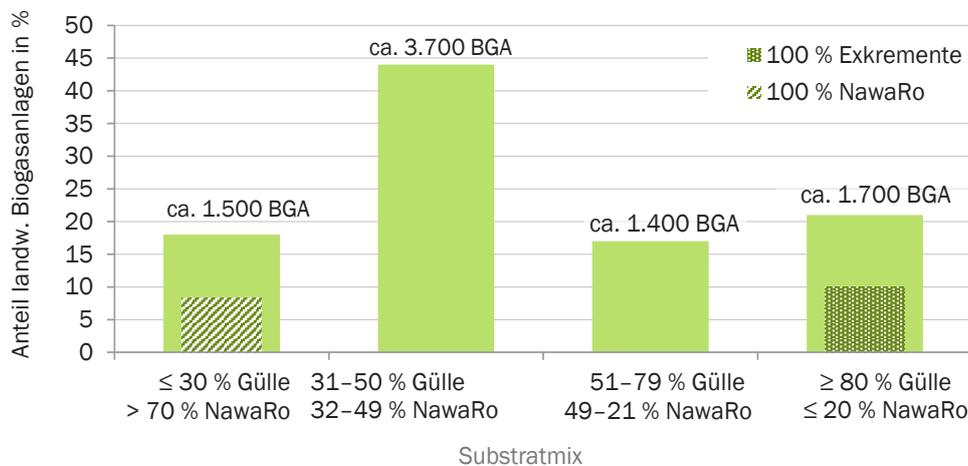


Abb. 3: Substratmix und Anlagenzahl landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Deutschland 2021 (Rensberg et al. 2023)

2.3 Technische Parameter und Anlagenbetrieb

Prozessführung

Bei der Prozessführung von Biogasanlagen dominiert die Nassfermentation. Basierend auf Ergebnissen der Betreibendenbefragungen des DBFZ werden etwa 93 % der Anlagen mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben. Hinsichtlich der vorherrschenden Fermentersysteme kommen mehrheitlich als Rührkessel betriebene Fermenter zum Einsatz. Verfahren der Trockenfermentation oder Feststoffvergärung kommen bei rund 7 % des Anlagenbestandes zur Anwendung.

Die zum Einsatz kommenden Vergärungsverfahren zeigen eine Abhängigkeit vom Substratinput der Vergärungsanlage. Landwirtschaftliche Biogasanlagen, deren Substratinput vorwiegend aus Gülle, Festmist und nachwachsenden Rohstoffen besteht, werden mit rund 94 % der Anlagen vorwiegend als Nassfermentationsanlagen betrieben. Demgegenüber werden Anlagen mit Abfallvergärung häufiger mit Trockenfermentationsverfahren als mit dem Verfahren der Nassfermentation betrieben (Abb. 4).

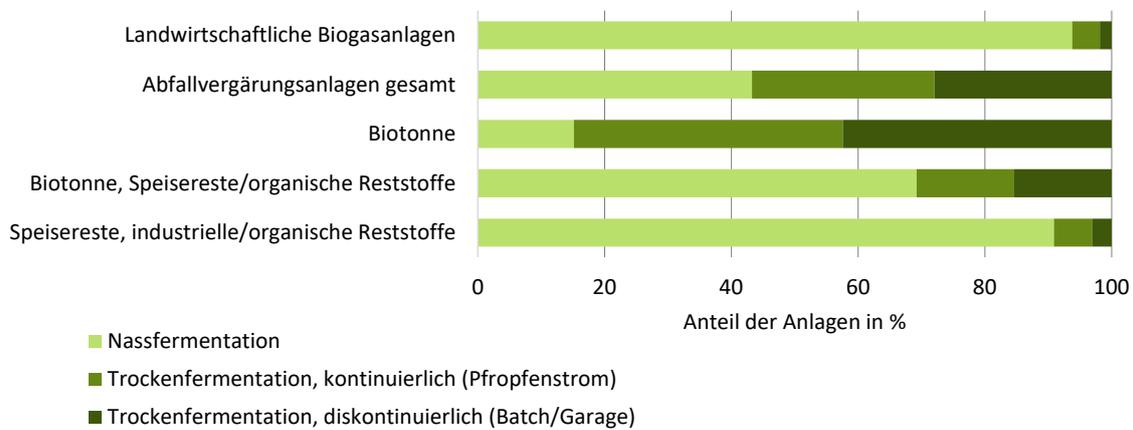


Abb. 4: Prozessführung an Biogasanlagen differenziert nach Substratinput – DBFZ-Betreibendenbefragung 2022, Bezugsjahr 2021 (Rensberg et al. 2023)

Voll- und Teileinspeisung

Biogasanlagen werden im Anlagenbetrieb entweder mit Volleinspeisung oder mit Überschusseinspeisung (Teileinspeisung) betrieben. Auswertungen der DBFZ-Befragung und Daten des Marktstammdatenregisters (MaStR) zeigen, dass die Biogasanlagen mehrheitlich die gesamte erzeugte Strommenge in das Netz einspeisen (Volleinspeisung). An etwa 25 % der Anlagen wird die erzeugte Strommenge nicht vollständig ins Netz eingespeist und anteilig durch den Anlagenbetreibenden am Anlagenstandort zur Deckung des technischen Eigenbedarfs oder zum wirtschaftlichen Selbstverbrauch genutzt oder direkt an Dritte abgegeben.

In den vergangenen Jahren konnte bereits eine Entwicklung hin zu Teileinspeisung festgestellt werden. Es ist anzunehmen, dass sich der Wechsel von Volleinspeisung zu Teileinspeisung in den nächsten Jahren weiter verstärken wird, da es zukünftig kostengünstiger sein dürfte, den produzierten Strom am Anlagenstandort selbst zu verbrauchen.

2.4 Wärmebereitstellung und -nutzung

An Biogasanlagen wird die extern verfügbare Wärmemenge des BHKW (nach Abzug des Eigenwärmebedarfs der Biogasanlage) mehrheitlich einer oder mehrerer Nutzungen zugeführt. Dabei variiert der Wärmenutzungsgrad in Abhängigkeit von Anlagenkonzept, Leistungsgröße der Anlage und Substratinput an den Biogasanlagen sehr stark. Die extern verfügbare Wärme wird dabei an etwa 97 % der Biogasanlagen für verschiedene Wärmeanwendungen genutzt. Ergebnisse der DBFZ-Befragung zeigen, dass der Wärmenutzungsgrad bei rund 68 % (Bezugsjahr 2020) liegt. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass es sich vielfach um Schätzungen der Anlagenbetreibenden und nicht um Messangaben handelt.

An einer Vielzahl von Biogasanlagen wird die erzeugte Wärme für die Beheizung von Wohnräumen, Warmwasserbereitung, Trocknungsprozesse und die Bereitstellung in Wärmenetzen eingesetzt. An rund 58 % der Biogasanlagen wird die extern verfügbare Wärme der Biogasanlagen allein oder anteilig für die Beheizung von Wohnräumen und Gebäuden inklusive Warmwasserbereitung eingesetzt (Abb. 5).

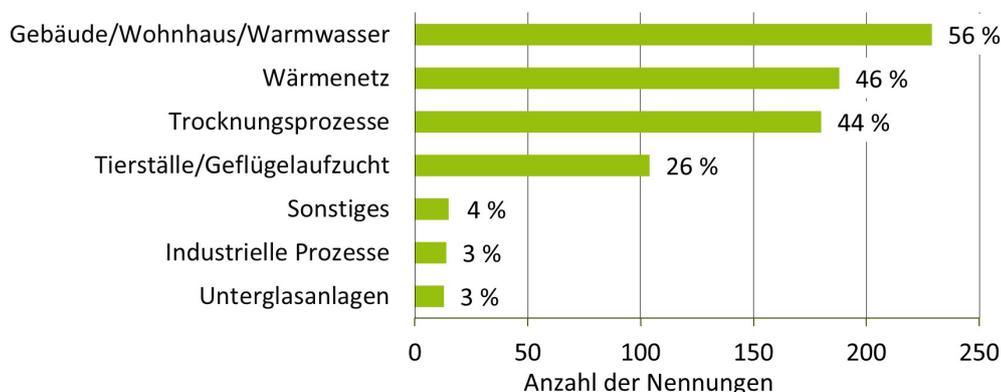


Abb. 5: Art der externen Wärmenutzung an Biogasanlagen, absolute Anzahl der Nennungen und relative Häufigkeit bezogen auf die Stichprobe, DBFZ-Betreibendenbefragung 2023, Bezugsjahr 2022 (Nelles et al. 2023 in Rensberg et al. 2023); n = 408, Mehrfachnennungen möglich

In den vergangenen Jahren ist vor allem die Bedeutung der Wärmebereitstellung über Wärmenetze deutlich gestiegen. Während nach Auswertungen der DBFZ-Befragung 2010 etwas über 10 % der Anlagenbetreibenden angaben, die extern verfügbare Wärme in Wärmenetzen bereitzustellen, sind es 2022 rund 46 % der Anlagenbetreibenden.

Eine Differenzierung der extern genutzten Wärmemengen nach Art der Nutzung zeigt Abbildung 6. Die Biogaswärme wird außerhalb des Biogasanlagenbetriebs überwiegend für Trocknungsprozesse genutzt und in Wärmenetzen bereitgestellt. Nahezu 80 % der gesamten Nettowärme wird demnach diesen beiden Nutzungen zugeführt. Deutlich wird, dass die Wärmebereitstellung für die Beheizung von Gebäuden und Warmwasserbereitung im direkten Umfeld der Biogasanlage zwar vielfach zum Einsatz kommt (rund 56 % der Anlagenstandorte), die dabei verbrauchte Wärmemenge jedoch vergleichsweise gering bleibt. Die in Wärmenetzen bereitgestellte Wärmemenge ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen.

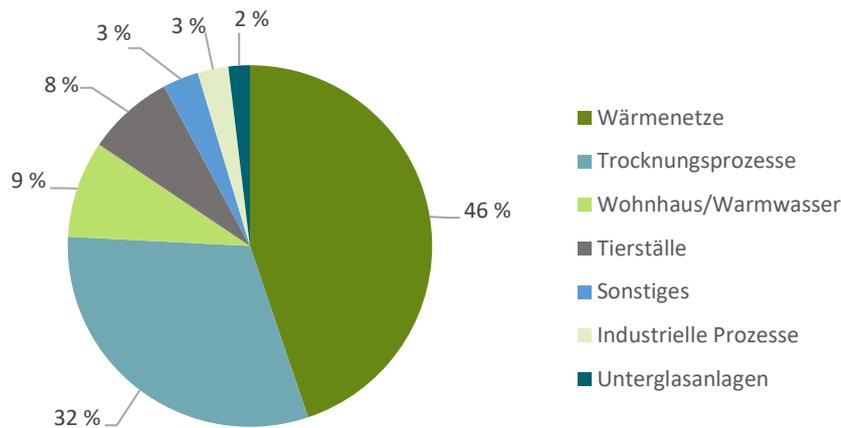


Abb. 6: Wärmebereitstellung aus Biogasanlagen differenziert nach Art der Nutzung, Wärmemengen – DBFZ-Betreibendenbefragung 2023, Bezugsjahr 2022 (Rensberg et al. 2023)

2.5 Ausblick

Für einen Großteil der Biogasanlagen endet in den nächsten Jahren die 20-jährige Laufzeit der EEG-Vergütung. Unter welchen Rahmenbedingungen der Anlagenbestand fortgeführt werden wird, kann laut Rensberg et al. (2023) derzeit schwer abgeschätzt werden. Ein Teil der Anlagen wird den Weiterbetrieb durch erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Biomasse sichern. Zudem könnte auch ein Teil der Anlagen auf Biomethanherzeugung umstellen und u. a. am Biokraftstoffmarkt oder beim Biomethanhandel teilnehmen. Auch die Eigenversorgung mit Energie am Anlagenstandort kann eine Option sein. Vor dem Hintergrund der gegenwärtig steigenden Energiepreise ist zu erwarten, dass der wirtschaftliche Selbstverbrauch der erzeugten Energie an den Anlagen zunehmen wird.

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

Nach Angaben der Anlagenbetreibenden im Rahmen der Befragungen hinsichtlich der Weiterbetriebsoptionen überwiegt eine Vermarktung innerhalb des EEG. So geben rund 60 % der Anlagenbetreibenden an, eine Teilnahme an Ausschreibungen als Option für den Weiterbetrieb zu sehen. Lokale Direktvermarktung außerhalb des EEG ist für rund 31 % der Betreibenden eine Option, während rund 25 % der Anlagenbetreibenden die Aufbereitung zu Biomethan als ein mögliches zukünftiges Geschäftsfeld sehen (Mehrfachnennungen waren möglich).

3 Ergebnisse der KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“

Im Rahmen des TRANSBIO-Vorhabens wurde eine Online-Befragung zum Weiterbetrieb von Biogasanlagen durchgeführt, um ein Meinungsbild einiger Akteurinnen und Akteure zum Themenbereich Post-EEG für den Anwendungsbereich Biogas zu erhalten und um herauszufinden, welche Strategien und Herangehensweise im Bezug zur Post-EEG-Thematik in der Praxis mehrheitlich in Betracht gezogen werden.

Die vom KTBL durchgeführte Online-Umfrage erfolgte im Zeitraum Mitte November 2023 bis Mitte Januar 2024. Adressiert wurden unterschiedliche Akteure der Biogasbranche, u.a. Anlagenbetreibende, Planende, Beratende, Forschende, die über ein Mailing sowie über eine Bekanntmachung in den sozialen Medien informiert wurden.

An der anonymen Befragung nahmen insgesamt 284 Personen teil, wovon 212 Teilnehmende die Fragen vollständig beantworteten. Das entspricht einer Abschlussquote von 74,6 %.

Im Folgenden werden die gestellten Fragen und die dazugehörigen Ergebnisse dargestellt. Wenn bei der Beantwortung der Frage Mehrfachnennungen möglich waren, wird dies bei der Auswertung kenntlich gemacht. Für einige Fragen waren zur Beantwortung Freitexteingabe vorgesehen. Diese werden wegen des großen Umfangs nur verkürzt dargestellt.

Aufgrund der großen Teilnahmebereitschaft und der hohen Abschlussquote der Post-EEG-Umfrage geben die Ergebnisse ein solides Meinungsbild der verschiedenen Branchenakteure wieder.

3.1 Branchenzugehörigkeit

Die erste Frage zielte auf die Branchenzugehörigkeit der befragten Person ab (Abb. 7).

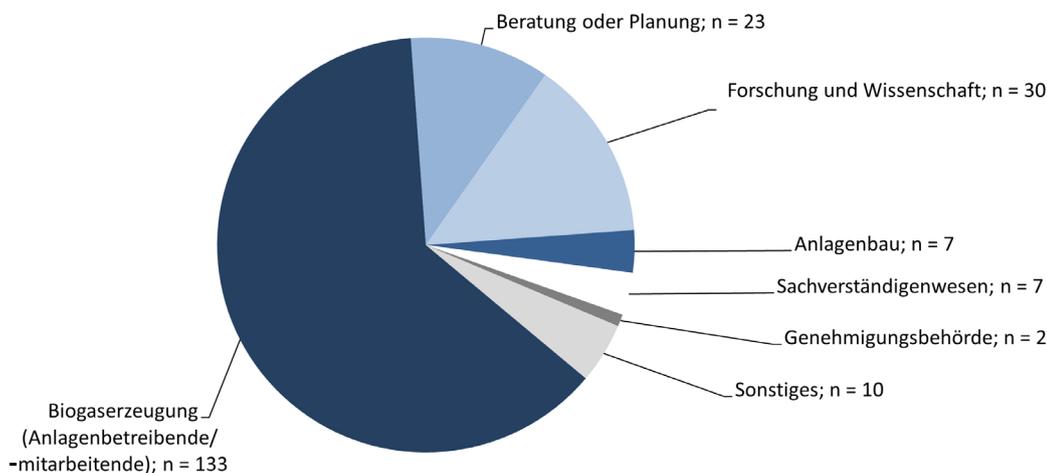


Abb. 7: Auswertung der Branchengruppenzugehörigkeit der befragten Personen (n = 212) – KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Die Gruppe der Anlagenbetreibenden stellt mit rund 63 % die größte Gruppe der Befragten. Unter der Rubrik „Sonstiges“ sind u.a. Verbands- und Behördenvertreter zusammengefasst.

3.2 Geschäftsfelder für möglichen Anlagenweiterbetrieb

Die Teilnehmenden wurden gefragt, welche Optionen bzw. Geschäftsfelder aktuell für ein Weiterbetriebskonzept für Biogasanlagen in Betracht gezogen werden; Mehrfachnennungen waren möglich (Abb. 8).

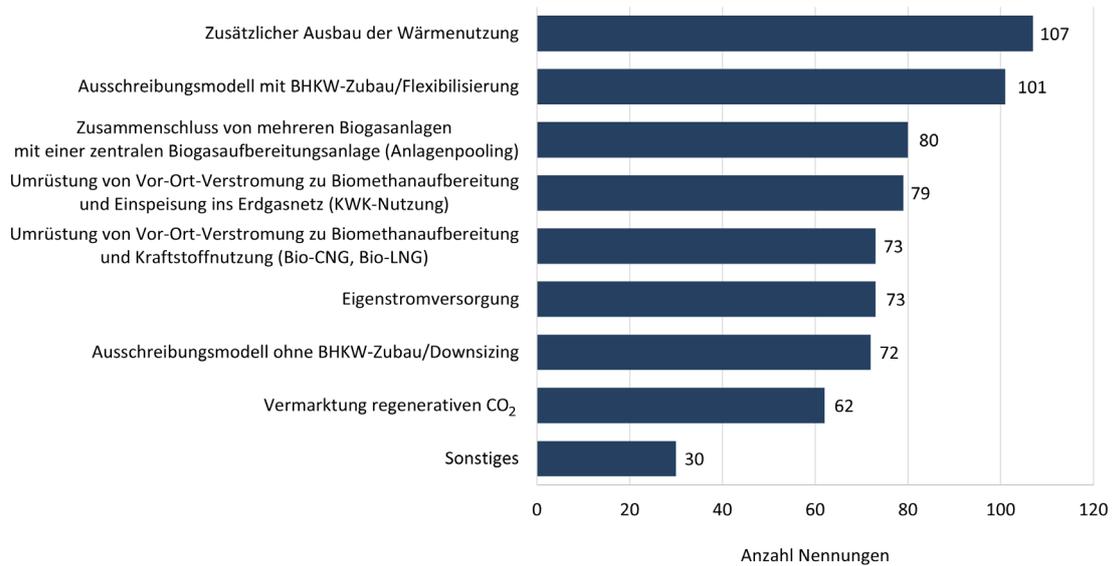


Abb. 8: Ergebnis der Befragung (n = 677) zu möglichen Geschäftsfeldern für ein Weiterbetriebskonzept der Biogasanlage – KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Das Meinungsbild tendiert zum Ausbau der flexiblen Stromproduktion über das EEG-Ausschreibungsmodell in Kombination mit einer Erweiterung der externen Wärmenutzung. Zum anderen wird der Wechsel in den Biomethan- bzw. Kraftstoffmarkt, sei es als Solo-Einspeisung oder über die Rohgasbündelung über ein Biogasanlagen-Cluster, als zukunftssträftig bewertet.

Unter der Rubrik „Sonstiges“ wurden von den Befragten weitere Optionen wie u.a. die Anlagenstilllegung, Wärmenutzungsausbau, weitere Direktvermarktung, Kraftstoffvermarktung, Düngemittelvermarktung (Gärprodukt als Torfersatz), H₂-Herstellung und weitere CO₂-Nutzung sowie die Verwertung von Reststoffen aufgeführt.

3.3 Investitionsbereitschaft (Ausschreibungsmodell)

Die Teilnehmenden wurden gefragt, ob sie aktuell weiter investieren würden, um die Biogasanlage „fit“ für die EEG-Ausschreibung zu machen (Abb. 9).

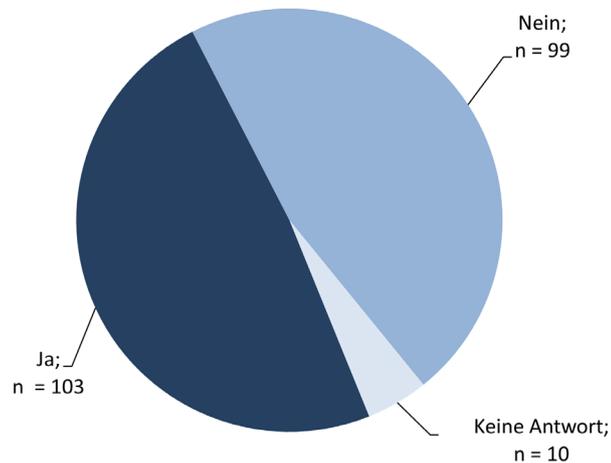


Abb. 9: Auswertung zur Investitionsbereitschaft im Rahmen des EEG-Ausschreibungsmodells (n = 212) – KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Die Mehrheit der Befragten sprach sich für die Re-Investition der Biogasanlage aus, um an der Biomasse-Ausschreibung zu partizipieren. Allerdings lassen sich für die Ablehnungen keine Gründe ableiten, da hierzu keine Antworten eingeholt wurden. Da sich die Frage zur Investitionsbereitschaft allein auf das Ausschreibungsmodell bezog, können die Verneinungen von der Anlagenstilllegung bis hin zum Wechsel in den Biomethanmarkt begründet sein.

3.4 Strategie zur Gebotspreisfindung (Ausschreibungsmodell)

Die Umfrageteilnehmerinnen und -teilnehmer wurden gebeten, Angaben über ihre Strategie zur Gebotspreisfindung zur Teilnahme an der EEG-Ausschreibung zu machen. Mehrfachnennungen waren möglich (Abb. 10).

Unter „Sonstiges“ gaben sieben Personen an, nicht an der EEG-Ausschreibung teilnehmen zu wollen, was z.T. auch damit begründet wurde, dass die Anlage stillgelegt werden soll. Weitere genannte Ansätze waren, das Ergebnis der Betriebszweigauswertung sowie das Gespräch mit der Bank als Grundlage zu nutzen.

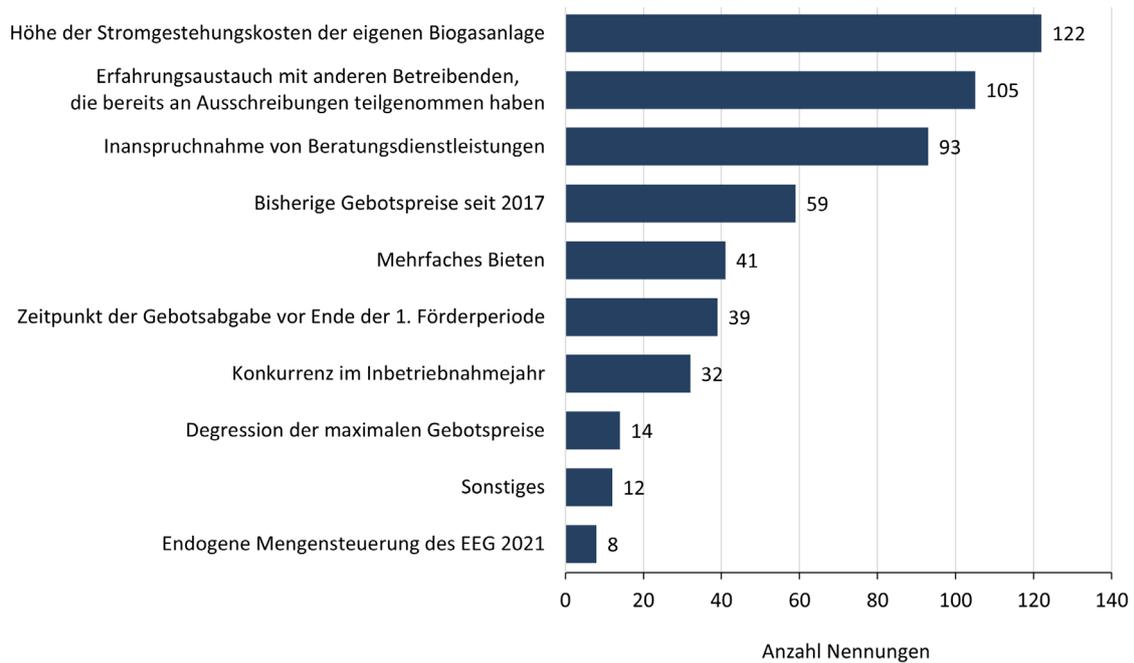


Abb. 10: Ergebnis der Umfrage (n = 535; 212 Teilnehmende) zu möglichen Strategien für die Gebotspreisfindung für das Ausschreibungsmodell – KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

3.5 Zeitplanung für Weiterbetriebskonzepte

Unter diesem Punkt wurden die Befragten gebeten anzugeben, wann sie damit beginnen würden, sich mit den Planungen für ein oder mehrere Weiterbetriebskonzepte konkret zu beschäftigen. Die Umfrage ergab, dass die Mehrheit der Befragten, etwa 42 %, ein bis drei Jahre vor Ablauf der 1. EEG-Förderperiode die Planungen beginnen würden. 33 % würden damit sogar früher, drei bis fünf Jahre vor Vergütungsende beginnen (Abb. 11).

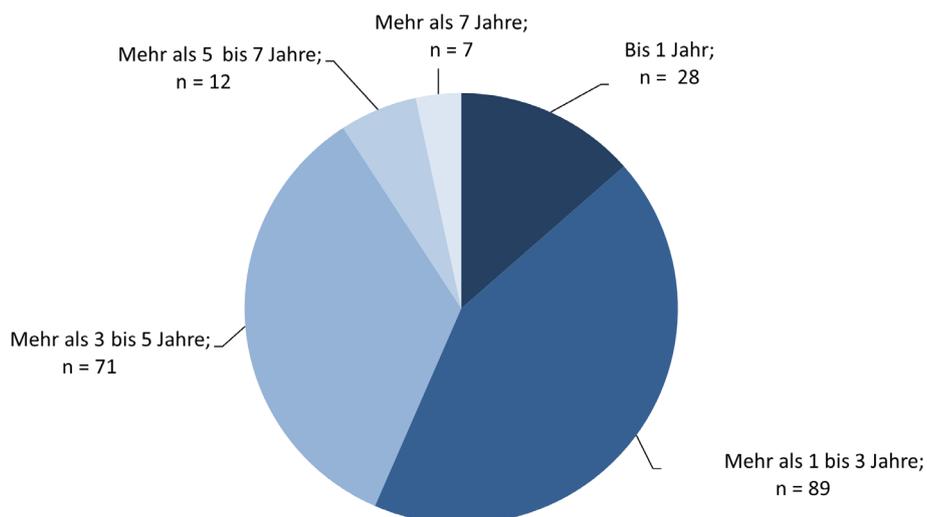


Abb. 11: Umfrageergebnis zur Zeitplanung für das Weiterbetriebskonzept (n = 212) – KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

3.6 Bedarf und Themen einer Erstberatung

Hierbei wurde abgefragt, ob zur Vorbereitung eines Weiterbetriebskonzepts eine Unterstützung bzw. Erstberatung in Anspruch genommen wurde und welche Themen im Falle einer Beratung behandelt werden sollten.

Die überwiegende Mehrheit von 88 % wünschte sich eine Unterstützung bei der Vorbereitung auf den Folgebetrieb – für 30 % der Befragten müsste dieses Angebot jedoch kostenfrei sein (Abb. 12).

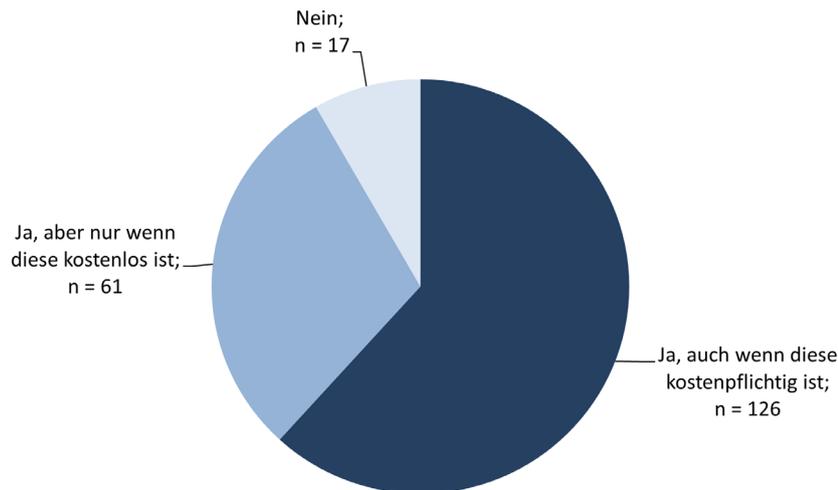


Abb. 12: Ergebnis zum Bedarf einer Post-EEG-Beratung (n = 212) – KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Die genannten Themen für eine mögliche Post-EEG-Beratung lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Möglichkeiten des Weiterbetriebes – Risiken der verschiedenen Optionen
- Wirtschaftlichkeit, Marktentwicklung, Förderung, rechtliche Grundlagen
- Änderungen und Optimierung der Einsatzstoffe, Anforderungen gemäß RED II/III, Einsatz ökologisch wertvoller Biomasse
- BHKW-Auslegung (Überbauung)
- Wärmenutzungskonzepte und Wärmenetze
- Biogasaufbereitungsverfahren, Vermarktung Biomethan als Kraftstoff
- Vermarktung von Nebendienstleistungen (CO₂-Zertifikate usw.)
- Potenziale der Region bestimmen
- Wie überzeuge ich meine Bank von einer möglichen Investition?
- CO₂-Nutzung und -Vermarktung (reinen Kohlenstoff, Methanol, grünes CO₂)
- Rohgasbündelung mit anderen Biogasanlagen
- Beurteilung der IST-Situation der Anlagen bzw. des landwirtschaftlichen Betriebes

3.7 Aktuelle Herausforderungen

Die Umfrageteilnehmenden wurden gebeten anzugeben, welches derzeit die größten Herausforderungen und Hemmnisse bei der Realisierung eines Weiterbetriebskonzepts für die Biogasanlagen darstellen. Die Antworten der Befragten erfolgten als Freitext. Für eine bessere Übersicht der Rückmeldungen, die z. T. sehr ausführlich ausfielen, wurden die 149 Rückmeldungen gebündelt; Mehrfachnennungen waren möglich (Abb. 13).



Abb. 13: Zusammenfassung zur Frage nach den aktuellen Herausforderungen bzw. Hemmnisse bei der Realisierung eines Weiterbetriebskonzepts (n = 149) – KTBL-Umfrage „Post-EEG-Biogas“ 2023/24 (© KTBL)

Das größte Hemmnis für den Weiterbetrieb entfällt auf die fehlende Planungssicherheit durch wechselhafte Rahmenbedingungen – knapp ein Drittel der Befragten bemängelten dies. Viele haben den Eindruck, dass die deutsche Politik die Nutzung von Biogas und Biomethan für die Energiewende nicht gebührend berücksichtigt. Das große Maß an Bürokratie sowie die wachsende Anzahl an Vorschriften und Auflagen, die den Weiterbetrieb betreffen, sehen 25 % der befragten Personen als nennenswerte Herausforderung. Eine ähnlich große Anzahl an Rückmeldungen entfällt auf die fehlende Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs der Biogasanlagen, welche oft mit den gestiegenen Kosten für Neuanschaffungen sowie der kurzen Amortisationszeit für die Folgekonzepte begründet wird. Bei der Amortisationszeit wurde sich i.d.R. auf das 10-jährige Zusatzgebot in der Biomasse-Ausschreibungen für Bestandsanlagen bezogen.

4 Geschäftsfelder zum Anlagenweiterbetrieb

Die meisten Post-EEG-Studien, die im Rahmen von TRANSBIO ausgewertet wurden, weisen als Ergebnis Optionen für eine betriebswirtschaftliche Perspektive, für ihre jeweils definierten Referenz- oder Beispielanlagen, für den Zeitraum nach der ersten EEG-Förderperiode aus (Matschoss et al. 2024).

In puncto Energieproduktion liegt der Hauptfokus der betrachteten Geschäftsfelder auf dem Strommarkt, häufig auch auf dem Wärmemarkt. Weiterhin behandeln einige Studien entweder die Analyse bestimmter Geschäftsfelder unter den Bedingungen der Energiewende und deren Effekte im Energiesystem bzw. nehmen bestimmte Geschäftsfelder als Grundlage der Studie an, um deren Effekte und Möglichkeiten zu prüfen. Einzelne Studien gehen schließlich über das Energiesystem hinaus und beleuchten weitergehende Effekte, z. B. in der Reststoffwertung der Landwirtschaft.

Im Folgenden werden die Geschäftsfelder zum Weiterbetrieb von Biogasanlagen kurz vorgestellt, die für die Biogasbranche derzeit die größten Umsetzungspotenziale bieten.

4.1 Flexible Kraft-Wärme-Kopplung

Die bisherigen Geschäftsmodelle der meisten Bestandsbiogasanlagen basieren auf einer grundlastorientierten Stromproduktion. Da aber langfristig die Grundlastdeckung im Energiesystem eine immer geringere Rolle spielt, ist hier ein Paradigmenwechsel hin zur Residuallastdeckung erforderlich. Die Residuallast beschreibt dabei die verbleibende Last, wenn von einer gegebenen Nachfrage die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergieanlagen abgezogen wird. Da diese beiden volatilen Erzeugungsarten nahezu grenzkostenfrei produzieren können, erfolgt deren Stromeinspeisung unabhängig vom Bedarf in Abhängigkeit der Witterung. Die verbleibende Residuallast ist also der Strombedarf, der dann noch aus Flexibilitätsoptionen, wie schnell steuerbaren Kraftwerken, Speichern oder abschaltbaren Lasten gedeckt werden muss. Da auch weiterhin neue Wind- und Solaranlagen zugebaut und fossile Kraftwerkskapazitäten schrittweise stillgelegt werden, steigt langfristig der Bedarf an Flexibilitätsoptionen. Biogasanlagen sind dabei einer der wenigen verfügbaren erneuerbaren Kraftwerkstypen, die dazu genutzt werden können, Residuallastschwankungen nach Bedarf auszugleichen.

Residuallastschwankungen korrelieren eng mit den Strompreisen an der Börse. Fahrpläne flexibler Biogasanlagen orientieren sich in der Regel am Strompreisprofil, da die Betreiberinnen und Betreiber der Anlagen dadurch zusätzliche Erlöse generieren können. Die strompreisgeführte Fahrweise führt aufgrund der oben genannten Korrelation dann dazu, dass die Stromproduktion in Zeiten hohen Residuallasten gesteigert und umgekehrt in Zeiten geringer Residuallast reduziert wird. Biogasanlagen, die Preisschwankungen aktiv ausnutzen und damit direkt das Energiesystem unterstützen, müssen für eine flexible Produktion gegebenenfalls umgerüstet werden. Durch die Erhöhung der installierten Leistung, Absenkung der Bemessungsleistung und gegebenenfalls der Erweiterung der Gasspeicherkapazitäten können die Anlagen flexibilisiert werden und so in Zukunft komplementär zu Wind- und Solaranlagen Strom erzeugen.

Seit das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) mit dem Ausschreibungsdesign für Bestandsanlagen eine optionalen Vergütungsverlängerung um 10 Jahre anbietet, gewinnt für immer mehr Anlagen das wirtschaftliche Potenzial der konsequenten Flexibilisierung an Bedeutung (FNR 2018). Für die Teilnahme an der Biomasse-Ausschreibungen gem. EEG ist eine Mindestüberbauung erforderlich. Anlagen, die einen Zuschlag für eine Anschlussvergütung in der Ausschreibung bekommen haben, erhalten in der zweiten Vergütungsperiode dann auch einen Flexibilitätszuschlag von derzeit 65 €/kW installierter Leistung und müssen dafür im Gegenzug aber mindestens in 4.000 Viertelstunden die BHKW mit mindestens 80 %

der Nennleistung betreiben. Außerdem erhalten Anlagen im Ausschreibungsdesign nur noch für höchstes 45 % der möglichen Bemessungsleistung die gleitende Marktprämie, was ungefähr einer Überbauung von 2,22 entspricht.

Aufgrund der Preisentwicklungen im Wärmesektor, hat die externe Wärmenutzung für zahlreiche Anlagenkonzepte an Attraktivität gewonnen bzw. zu höheren Erlösen geführt. Um auch bei flexibler Anlagenfahrweise die Versorgung von Wärmeabnehmern sicherzustellen, müssen flexible Anlagen i.d.R. die Installation eines Wärmespeichers vorsehen. Der Wärmespeicher dient dann dazu, Zeiten in denen das BHKW bei niedrigen Strompreisen stillsteht zu überbrücken, wenn die Wärmeabnahme ein anderes Profil als die Strompreise aufweist.

Die Flexibilisierung einer Biogasanlage ist grundsätzlich das Ergebnis einer Spreizung von installierter Leistung (P_{inst}) und der Bemessungsleistung (P_{Bem}). Das heißt, dass das BHKW im Vergleich zur mittleren Biogasproduktion überdimensioniert ist und mit der verfügbaren Biogasmenge nicht mehr kontinuierlich betrieben wird. Die sogenannte „Überbauung“ lässt sich auch mathematisch als Leistungsquotient (PQ) beschreiben, wobei $PQ = P_{\text{inst}}/P_{\text{Bem}}$. Wenn bei konstanter P_{Bem} von z. B. 500 kW das BHKW eine Leistung von $P_{\text{inst}} = 2$ MW hat, ergibt sich ein PQ von 4. Eine vierfach überbaute Anlage würde dann im Mittel nur noch ein Viertel der Tagesstunden, also $24 \text{ h}/4 = 6 \text{ h}$ in Betrieb sein, in Summe aber immer noch die gleiche Strommenge produzieren wie ein BHKW mit $P_{\text{inst}} = 500 \text{ kW}$ und 24 h Laufzeit pro Tag. Durch die Verdichtung der Stromproduktion auf weniger als 24 h pro Tag kann eine Biogasanlage Mehrerlöse erwirtschaften, da die gleitende Marktprämie sich am Monats- bzw. in der zweiten Förderperiode dann am Jahresmittelwert orientiert und eine flexible Anlage bevorzugt in teuren Stunden betrieben wird, womit ihr spezifischer Erlös über dem jeweiligen Mittelwert liegt.

Beispielhaft ist das in der Abbildung 14 dargestellt. Dort sind zum einen die mittleren Preise für die Tagesstunden am Day-ahead-Markt der Europäischen Strombörse EPEX als schwarze Stufen dargestellt. Man sieht dort den typischen Tagesverlauf der Strompreise mit niedrigen Preisen in der Nacht (geringer Verbrauch) und in den Mittagsstunden (hohe PV-Einspeisung) sowie zwei deutlich ausgeprägten Preisspitzen am Morgen und am Abend. Bei einer kontinuierlichen Einspeisung würden die Strommarkterlöse bei knapp 100 €/MWh liegen. Bei einem Vergütungsanspruch von angenommen 20 Ct/kWh würde die gleitende Marktprämie die Differenz zum Marktwert abdecken und etwas über 10 Ct/kWh betragen. Eine vierfach überbaute Anlage würde idealerweise täglich 2 h von 07:00 bis 09:00 Uhr und weitere 4 h von 18:00 bis 22:00 Uhr Strom erzeugen. Im Mittel würde die Anlage damit über 120 €/MWh erlösen und dadurch Zusatzerlöse von ca. 2,7 Ct/kWh brutto erwirtschaften. Da die Stromvermarktung in der Regel über einen Direktvermarkter erfolgt, verbleiben netto, je nach Teilungsverhältnis zwischen ca. 1,75 Ct/kWh (entspricht 65 %) und 2,16 Ct/kWh (entspricht 80 %) bei der Anlagenbetreiberin oder dem Anlagenbetreiber.

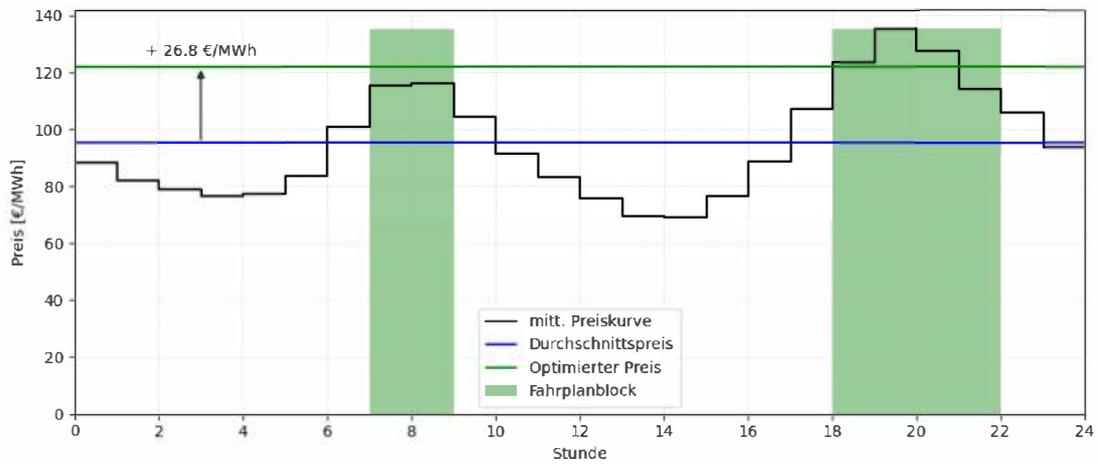


Abb. 14: Idealisierter Fahrplan für eine Biogasanlage mit 4-facher Überbauung und 6 h täglicher Laufzeit, mit Darstellung der Stundenmittel der EPEX SPOT-Preise in 2023 (© M. Dotzauer)

Im Gegensatz zu einem statischen Fahrplan mit täglich wiederholten Verstromungsblöcken, lassen sich mit einem täglich an die Strompreise angepassten Fahrplan noch höhere Zusatzerlöse generieren. In Abbildung 15 sind dazu die Preisspannen am Day-ahead-Markt in Abhängigkeit der täglichen BHKW-Laufzeit dargestellt.

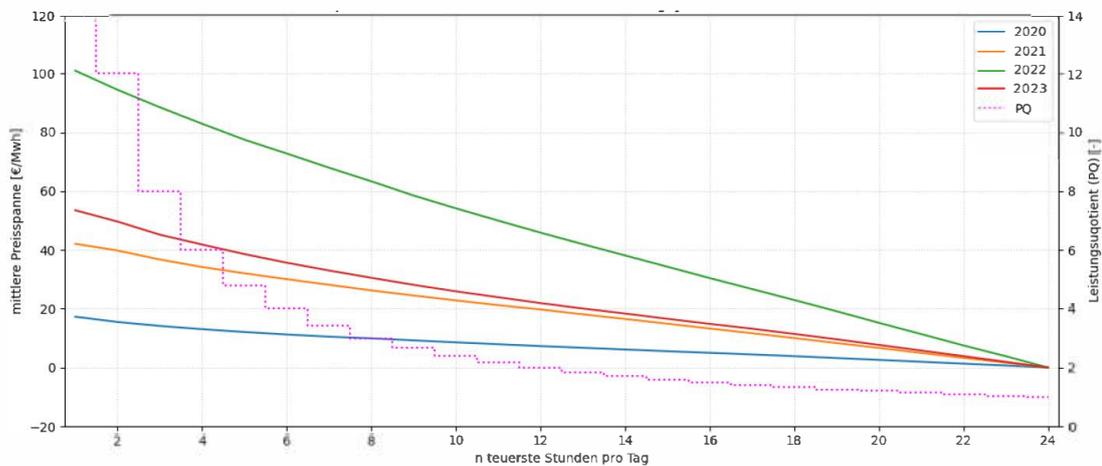


Abb. 15: Preisspannen in Abhängigkeit der täglichen BHKW-Laufzeit bzw. der dazu passenden Leistungsquotienten für die Jahre 2020 bis 2023 (© M. Dotzauer)

In der Übertragung auf das obere Beispiel ist auf der x-Achse bei den 6 teuersten Stunden pro Tage wieder ein PQ von 4 abzulesen. Wenn man das Jahr 2022 als Extremsituation ausklammert, liegen die spezifischen Mehrerlöse in den letzten Jahren zwischen 30 bis 35 €/MWh brutto, also ohne Fahrplanabweichungen und anteilige Marge des Direktvermarkters. In der Abbildung ist gut zu erkennen, dass

die spezifischen Erlöse mit zunehmender Verkürzung der täglichen Verstromungszeit stetig zunehmen. Um aber kurze tägliche Laufzeiten zu erreichen, steigt der Leistungsquotient überproportional an, d. h., dass auch die Investitionskosten für zusätzliche BHKW-Leistung nicht linear wachsen und eine optimale Anlagenauslegung gefunden werden muss. Da hierbei aber noch andere Faktoren eine Rolle spielen, muss anlagenindividuell ermittelt werden, welcher Überbauungsgrad ein optimales Verhältnis von Kosten und zusätzlichen Erlösen ergibt.

Neben dem Day-ahead-Handel können Biogasanlagen außerdem auch durch die Teilnahme an der Regelenergievermarktung zusätzliche Erlöse generieren. In vielen Fällen wird hier der Markt für Sekundärregelleistung (SRL) bewirtschaftet, da hier in den letzten Jahren die Erlöse sehr attraktiv waren und Biogasanlagen für diese Regelenergieart mit vertretbarem Aufwand präqualifizierbar sind. Regelenergie ist eine Energiesystemdienstleistung die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) dazu genutzt wird, kurzfristige Schwankungen im Energiesystem auszugleichen. Die ÜNB schreiben dazu in einer gemeinsamen Ausschreibung die SRL täglich in 6 4-h-Zeitscheiben aus, in denen vorgehaltene Leistung honoriert wird. Das heißt, dass bei der erfolgreichen Teilnahme am sogenannten Regelleistungsmarkt Geld damit verdient werden kann, dass Biogasanlagen für mögliche Abrufe verfügbar sind. In einer zweiten Teilauktion wird dann ähnlich zum Börsenstromhandel die Abrufreihenfolge festgelegt, die im Falle von Unter- oder Überdeckungen im Stromnetz kurzfristig aktiviert werden kann. Die Abrufhäufigkeit in der SRL kann im Rahmen der Gebotsstrategie am Regelarbeitsmarkt gesteuert werden. Häufig setzen Biogasanlagen hier höhere Arbeitspreise an, um vergleichsweise selten abgerufen zu werden und hauptsächlich Erlöse am Regelleistungsmarkt zu erwirtschaften.

Vergütungsfähig sind am SRL-Markt sowohl die Bereitstellung zusätzlicher Leistung (positive SRL) als auch die Absenkung der aktuellen Leistung (negative SRL). Die Preise für ein passendes Regelband (effektiv mögliche Leistungsänderung im Abruffall) schwanken jahreszeitlich und liegen für positive SRL zwischen 1.000 bis 3.000 €/MW sowie für negative SRL zwischen 1.000 und 4.000 €/MW (Abb. 16).

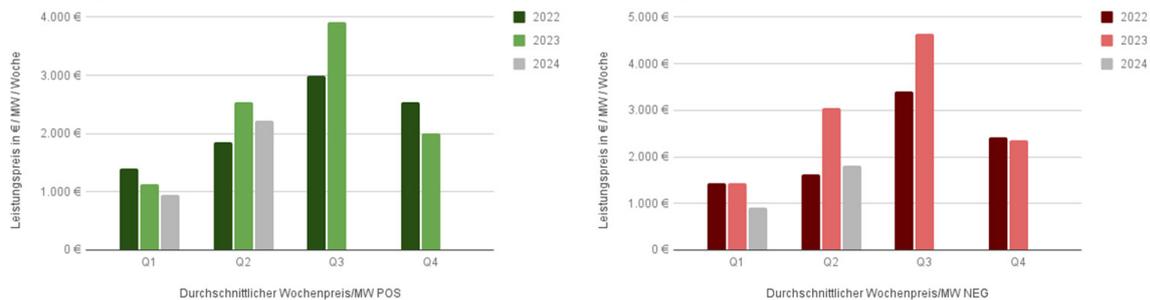


Abb. 16: Leistungspreise für positive (POS) und negative (NEG) SRL, quartalsweise Mittelwerte für die Jahre 2022, 2023, 2024 (© Regelleistung Online (2024), auf Basis der Daten der Übertragungsnetzbetreiber Deutschland)

Wenn die Regelenergievermarktung mit dem Fahrplanbetrieb kombiniert werden soll, muss bei der Einsatzplanung berücksichtigt werden, dass der Regelleistungsmarkt aktuell in 4-h-Zeitscheiben organisiert ist und eine Anlage dann über eine Zeitscheibe eine konstante Leistung vorhalten muss. Im obigen Beispiel (Abb. 14) könnte also keine negative SRL angeboten werden, da die Verstromungsblöcke nie passend zu den SRL-Zeitscheiben liegen. Es wäre allerdings möglich in den beiden Zeitscheiben 00:00 bis 04:00 Uhr und 12:00 bis 16:00 Uhr positive Regelleistung anzubieten. Mit 1/3 der möglichen Zeitscheiben positi-

ver SRL ergibt sich damit überschlägig ein zusätzliches Erlöspotenzial von 70.000 € pro Jahr bei 2 MW installierter Leistung. Auch hier wäre ein entsprechendes Teilungsverhältnis zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber zu berücksichtigen. Außerdem müssen Direktvermarkter ausreichend Reserven vorhalten, um gegenüber den ÜNB die vermarktete Leistung immer vollumfänglich zur Verfügung zu stellen, auch wenn einzelne Anlagen zeitweilig nicht verfügbar sind. Im Schnitt können Anlagen bei hoher Verfügbarkeit damit ca. 50 % des Erlöspotenzials realisieren und im obigen Beispiel 35.000 € zusätzliche Erlöse (ohne Teilungsverhältnis) nur über den Leistungspreis erzielen.

In beiden Fällen, preisgeführter Fahrplanbetrieb und Regelernergievermarktung, kommt es neben den technischen Voraussetzungen ganz wesentlich darauf an, dass die Anlage im Betrieb eine hohe Verfügbarkeit aufweist und geplante Verstromungsfahrpläne auch möglichst ohne Abweichungen abfahren kann. Ähnlichen einem Warenkontraktgeschäft für Getreide wird Strom am Day-ahead-Markt vor der physischen Lieferung vermarktet und muss dann auch vertragsgemäß bereitgestellt werden. Um also mit einer flexiblen Biogasanlage effektiv Mehrerlöse zu generieren, ist eine hohe Fahrplantreue und eine durchgehende Verfügbarkeit für die Regelernergiebereitstellung erforderlich.

4.2 Biomethanproduktion

Ein weiteres potenzielles Geschäftsfeld im Post-EEG-Kontext ist die Biogasaufbereitung und Vermarktung als Biomethan. Biomethan ist ein vielseitig einsetzbares, grünes Gas. Es kann sowohl zur Erzeugung von Strom und Wärme, zur Wärmeerzeugung oder als regenerativer Kraftstoff als auch als Grundstoff in der chemischen Industrie eingesetzt werden. Biomethan ist einfach speicherbar und kann darüber hinaus mit der Option zur flexiblen Stromerzeugung auch in KWK-Anlagen einen wertvollen Beitrag zur Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien leisten. Wärmesenken können unabhängig vom Standort und vom Zeitpunkt der Biogaserzeugung versorgt werden, wobei die Speicherkapazität des Gasnetzes genutzt wird (Balling et al. 2012).

Die vielseitige Verwendung von Biomethan führt zu einem besonders hohen Klimaschutzbeitrag. Unabhängig vom Verwertungspfad des Biomethans werden fossile Energieträger oder Grundstoffe substituiert und somit Klimagasemissionen reduziert. Damit wird die Transformation des Energiesystems von fossilen zu erneuerbaren Energieträgern unterstützt (Scholwin et al. 2014).

Die Anzahl der Anlagen zur Biomethaneinspeisung hat in den vergangenen Jahren stetig zugenommen. Investierten bisher meist Energieversorgungsunternehmen und Investorengemeinschaften in diese Technologie, so finden sich heute zunehmend Biomethanprojekte in landwirtschaftlicher Hand. Die Landwirtschaft kann davon profitieren und ihre Kompetenz sowie ihre Ressourcen mit einbringen. So entstehen für landwirtschaftliche Betriebe neue Wertschöpfungspotenziale, die sowohl dem Betrieb als auch dem gesamten ländlichen Raum zugutekommen können (Balling et al. 2012).

Im Kern der Biomethanproduktion steht die Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität. Im Wesentlichen umfasst dies die Methananreicherung des Gases, was durch die Abtrennung von CO₂ erfolgt, sowie die Entfernung von störenden Gasbegleitstoffen und die Gastrocknung. Die einzuhaltenden Eigenschaften des Erdgassubstituts sind u. a. in den Regelwerken des Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. festgeschrieben. In ihnen werden die Gasqualität, deren zulässige Schwankungen und die Technologie des Gasnetzzugangs geregelt.

In Deutschland kommen folgende Aufbereitungsverfahren zum Einsatz:

- chemische Wäsche mit organischen Lösungsmitteln
- Druckwasserwäsche
- Druckwechseladsorption
- physikalische Wäsche mit organischen Lösungsmitteln
- Membrantrennverfahren

Die jeweiligen Aufbereitungsverfahren unterscheiden sich nicht nur durch die Methode der CO₂-Abtrennung und den Bedarf an Betriebsmitteln wie Strom, Wärme, Prozesshilfsmittel, sondern auch beim Methangehalt des Produktgas, dem Übergabedruck und beim Methanschluß. Diese Faktoren müssen bei der Auswahl des Verfahrens berücksichtigt werden.

Im Allgemeinen ist ein wirtschaftlicher Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage, auf Grund der hohen Kosten für die Aufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz, im Vergleich zu Vor-Ort-Verstromungsanlagen mit steigender Anlagengröße vorteilhafter (Kostendegression). Eine klare Aussage darüber, ab welcher Anlagengröße ein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, kann nur eingeschränkt getroffen werden, da hier z. B. die eingesetzten Substratarten und -qualitäten, die verwendete Aufbereitungstechnik und deren Betriebsmittelkosten, die Biomethanqualität, die Einspeisebedingungen/der Einspeisepunkt letztlich deren Vermarktungswert bestimmen. Grundsätzlich liegt die ökonomische Mindestgröße für eine Biogasaufbereitungsanlage bei ca. 800 kW_{el}-Äquivalent, was einer Rohbiogasmenge von rund 360 m_N³/h entspricht.

Darüber hinaus kann der Zusammenschluss mehrerer kleinerer Biogasanlagen über ein Rohgasnetz von Interesse sein, bei denen der Anlagenstandort bei der Vor-Ort-Verstromung des Biogases z. B. keine ausreichende Wärmevermarktung ermöglicht oder die Rohgasproduktionsmengen für eine eigene Biomethanaufbereitung zu gering ist. Bei diesem Geschäftsmodell reduzieren sich das individuelle Risiko und der finanzielle Aufwand jedes einzelnen Landwirts gegenüber der alleinigen Errichtung und dem alleinigen Betrieb einer Biogasaufbereitungsanlage (Balling et al. 2012). Informationen zum Anlagen-Cluster für Biomethan finden sich in Kapitel 4.3.

Vor dem Ukraine-Krieg lagen die Erlöse für Biomethan bei etwa 7 Ct/kWh. Mit Kriegsbeginn Anfang 2022 und der daraus resultierenden Energiekrise stiegen die Erdgaspreise sprunghaft an. Das wirkte sich auch auf den Biomethanhandel aus. Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen zeigt eine Umfrage unter Biomethan-Akteuren (dena 2023), dass – dem allgemeinen Trend der Energiepreise folgend – ein Rückgang der Preise in 2023 erwartet wurde (Abb. 17). Lediglich bei güllebasiertem Biomethan wird nur teilweise von einem Rückgang ausgegangen, da eine hohe Nachfrage und hohe Quotenpreise im Kraftstoffbereich hier zu sehr hohen Handelspreisen geführt haben.

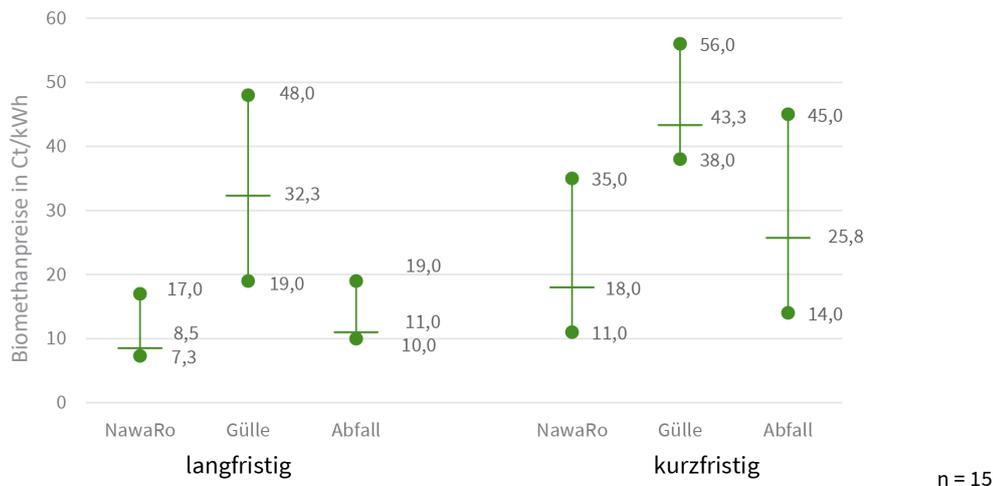


Abb. 17: Durchschnittliche, höchste und niedrigste Biomethanpreise nach Haupteinsatzstoff in Abhängigkeit von der Vorlaufzeitfristen der Belieferungen (dena 2023)

Besonders bei kurzfristigen Belieferungen ist eine große Bandbreite an Preisen über alle Kategorien zu beobachten. Dies könnte einerseits als Knappheitssignal, andererseits als Risikoaufschlag des Marktes aufgrund besonders volatiler Preise interpretiert werden. Nach Aussage der Befragten trägt beides zur Preisgestaltung bei (dena 2023).

Die Absatzmärkte für Biomethan liegen hauptsächlich im Stromsektor für KWK-Anlagen (nach EEG), im Kraftstoffmarkt für fortschrittliche Kraftstoffe sowie im Wärmesektor. Dabei hat sich besonders die Vermarktung des Biomethans als Kraftstoff über den THG-Quotenhandel als lukrativer Markt für Gas aus Abfall- und Reststoffen entwickelt. Inverkehrbringende von Diesel- und Ottokraftstoffen müssen eine festgeschriebene THG-Minderung erreichen. Diese Quote wird in verschiedenen Stufen bis 2030 auf 25 % nach oben angepasst. Bei Nichterfüllung dieser Quote sind empfindliche Strafzahlungen (Pönale) zu leisten. Eine erlaubte Option die THG-Quote zu erfüllen, ist diese Verpflichtung an Dritte zu übertragen. Beim THG-Quotenhandel handelt es sich um eine bilanzielle Verrechnung der Emissionen von einem treibhausgasreduzierten Kraftstoff hin zu einem konventionellen Kraftstoff (Dotzauer et al. 2024).

Die Höhe der anrechenbaren THG-Minderung ist in der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraft-NachV) geregelt. Demnach wird die gesamte Wertschöpfungskette des Biomethans vom Anbau der Feldfrüchte über deren Transport und Verarbeitung bis hin zur Vergärung und Aufbereitung in die THG-Bilanzierung einbezogen. Die Höhe dieser Emissionen wird von Zertifizierungsstellen überprüft und verbrieft. Die Emissionen des Biomethans berechnen sich entsprechend den Anforderungen der Biokraft-NachV aus der Summe der Emissionen aus Anbau, Landnutzungsänderung, Produktion, Transport und Nutzung abzüglich der Gutschriften für CO₂-Abscheidung oder Speicherung (Dotzauer et al. 2024).

Der Gesamtabsatz von Biomethan hat im Jahr 2022 erstmals die 11-TWh-Marke überschritten (dena 2023). Dies liegt zum einen daran, dass die Nachfrage nach Biomethan im Zuge der Energiekrise mit steigenden Erdgaspreisen insgesamt gestiegen ist. Der Hauptgrund für den Anstieg ist laut der Deutschen Energie-Agentur (dena) die stetig wachsende Nachfrage im Kraftstoffsektor und für dezentrale Heizungen (dena 2023). Letzteres liegt wohl im Gebäudeenergiegesetz (GEG) begründet, dass weiterhin die Nutzung von Biomethan im Gebäudesektor ermöglicht. Die Nachfrage für die Nutzung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) geförderten Strom- und Wärmeerzeugungsanlagen stagniert hingegen auf

einem hohen Niveau im Vergleich zur Gesamtproduktionsmenge. Aufgrund des perspektivischen Anstiegs der CO₂-Bepreisung im Zuge des Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) nimmt die Wettbewerbsfähigkeit von Biomethan gegenüber Erdgas perspektivisch weiter zu (dena 2023).

An der Wertschöpfungskette der Biomethanproduktion können Landwirtinnen und Landwirte mit unterschiedlichen Geschäftsmodellen partizipieren. So können sie als Substratlieferant und Rohgasproduzent auftreten oder das gesamte Produktionsverfahren übernehmen, von der Biomethanbereitstellung bis zur Vermarktung des Biomethans an Endkunden. Eine allgemeingültige Aussage, welches der dargestellten Geschäftsmodelle für einen Landwirt oder eine Landwirtin zu empfehlen ist, kann nicht getroffen werden. So müssen bei der Auswahl eines Geschäftsmodells alle Vor- und Nachteile, die sich für den landwirtschaftlichen Betrieb ergeben, genauestens geprüft werden (Balling et al. 2012).

Die Biomethaneinspeisung kann für zahlreiche Bestandsbiogasanlagen eine gute Weiterbetriebsoption sein, z. B. wenn der Standort keine Ausweitung der Wärmeauskopplung bei der Vor-Ort-Verstromung ermöglicht oder das Stromnetz die Strommengen nicht vollständig abnehmen kann.

Der zukünftige Einsatz von Biomethan könnte sich vor allem auf folgende Einsatzbereiche fokussieren:

- KWK-Anlagen (besonders in urbanen Räumen mit Gasinfrastruktur): Flexibilisierung (z. B. zur Netzstabilisierung) und lokale Wärmebereitstellung (z. B. Wärmespeicher und Nahwärmenetze)
- Biomethan als Kraftstoff (Bio-CNG/Bio-LNG) für schwer elektrifizierbare Anwendungen (u. a. Agrarkraftstoff, Schwerlastverkehr, Schifffahrt, Flugverkehr)
- Biomethan für Industrieprozesse (Prozessdampf, stoffliche Nutzung)

4.3 Biogasanlagen-Cluster (Biomethan)

Wenn mehrere Biogasanlagen über Rohgasleitungen zusammengeschlossen werden, um gemeinsam eine Produktion und Gasnetzeinspeisung von Biomethan zu ermöglichen, spricht man von Biomethan-Anlagenpooling oder auch Biogasanlagen-Cluster.

Das Anlagenpooling kann vor allem für Biogasanlagen von Interesse sein, bei denen der Anlagenstandort bei der Vor-Ort-Verstromung des Biogases z. B. keine ausreichende Wärmevermarktung ermöglicht, die Rohgasproduktionsmengen für eine eigene Biomethanaufbereitung zu gering ist oder bei denen die topografischen Verhältnisse für einen eigenen Anschlusspunkt zum Erdgasnetz ungeeignet sind (Paterson et al. 2021).

Das Cluster setzt für den wirtschaftlichen Betrieb jedoch eine ausreichend große Rohgasproduktionsmenge und einen geeigneten Standort voraus. Hintergrund dafür ist, dass die notwendigen Aufbereitungstechnologien für kleine Volumenströme spezifisch teurer sind als für größere Anlagen und die Distanz zwischen Aufbereitungsanlage und Gasnetzeinspeisepunkt durch eine Anschlussleitung überbrückt werden muss, die zum Teil erhebliche Zusatzkosten verursachen kann.

Über das Konzept des Biomethan-Clusters (Abb. 18), können auch einzelne Biogasanlagen mit geringer Rohgasproduktionsmenge am Geschäftsfeld Biomethan partizipieren, wenn die wirtschaftlichen Hürden für eine Solo-Aufbereitung und -einspeisung zu hoch wären. Entscheidend ist, eine möglichst hohe Biogasmenge zu bündeln, um den Effekt der Größendegression bei der Investition einer Biogasaufbereitungsanlage zu nutzen. Durch technische Bedingungen wie Menge und Qualität des Rohgases der Anlagen, räumliche Faktoren wie Distanz zum Gasnetz und zu benachbarten Anlagen sowie topografische Bedingungen wird die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte wesentlich beeinflusst. Nur wenn genug Biogas innerhalb eines begrenzten räumlichen Gebietes bereitgestellt werden kann, können die spezifischen Kosten für die Aufbereitung niedrig genug gehalten werden, um marktfähige Preise generieren zu können (Matschoss et al. 2020).

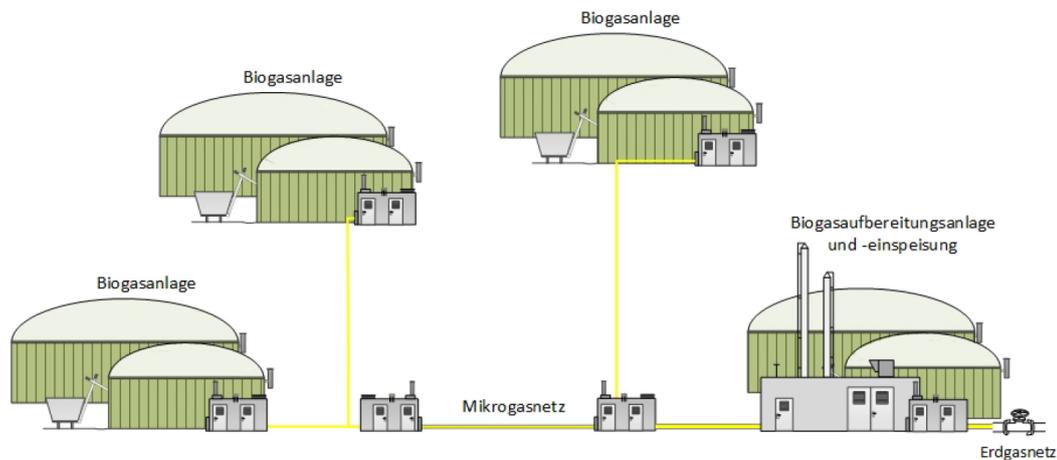


Abb. 18: Schematische Darstellung des Konzepts Biogasanlagen-Cluster zur Biomethanherstellung anhand eines Beispiels mit vier Biogasanlagen, verbunden über ein Mikrogasnetz (© KTBL; Grafik: B. Wirth; Illustration: M. Paterson)

Bei diesem Konzept gilt es zu beachten, dass die Kosten von Errichtung und Betrieb des Mikrogasnetzes auf die einzelnen Biogasanlagen umgelegt werden müssen. Dies kann beispielsweise anhand des Anteils der jeweils eingespeisten Gasbruttoenergiemenge an die Aufbereitungsanlage erfolgen (Dotzauer et al. 2024).

In den Betriebsmodellen landwirtschaftlicher Biogasanlagen zur Darstellung von Weiterbetriebsoptionen, die im Rahmen der Studie „Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas)“ erstellt wurden, zeigte sich bei zwei der drei Modellanlagen, dass die Option der Biomethanaufbereitung und -einspeisung durch ein „Anlagen-Cluster“ zu einem wirtschaftlich positiven Betriebsergebnis führen kann (Paterson et al. 2021).

In der Cluster-Analyse von Matschoss et al. (2020) wurde der Biogasanlagenbestand anhand bestimmter Kriterien auf seine Eignung zum Cluster überprüft. So müssen die Einzelanlagen eine installierte Kapazität von mindestens 375 kW und das gesamte Cluster mindestens 5 MW besitzen. Außerdem darf der Abstand der Satellitenanlagen zur Aufbereitungsanlage sowie der Abstand des gesamten Clusters zum Erdgasnetz nicht mehr als 10 km betragen.

Nichtsdestoweniger müssen für dieses Verfahrenskonzept Rahmenbedingungen vorliegen, die eine Realisierung ermöglichen. Mögliche Hemmnisse für die Umsetzung könnten z. B. sein (Paterson et al. 2021):

- große Entfernung zwischen den kooperierenden Biogasanlagen und damit verbundene Steigerung der Leitungskosten
- große Entfernung zum Gaseinspeisepunkt; entscheidend hierbei ist, dass das Gasnetz möglichst nah am Standort der Einspeisung verläuft
- Bereitschaft anderer Anlagenbetreibenden zum Pooling; unterschiedliche Projektvorstellungen der Akteure können eine Projektumsetzung erschweren
- hoher Investitionsbedarf oder Betriebskosten durch schwierige topografische Verhältnisse, z. B. Mehraufwand durch zusätzliche Verdichterstationen oder zahlreiche Unterführungen von Infrastruktur
- benötigte Durchleitungsgenehmigungen von Flächen Dritter; ggf. fallen Durchleitungskosten an oder es ist eine alternative Streckenplanung notwendig
- relativ hoher Betriebsaufwand für mehrere kleinere Biogasanlagen mit geringer Biogasbereitstellungsmenge, auch bei Einbeziehung eines spezialisierten Partners für die Biomethanvermarktung, im Vergleich zu großen Anlagen oder wenigen gepoolten Biogasanlagen mit höheren Rohgasmengen

Weitere Geschäftsfelder

In dem TRANSBIO-Vorhaben wurden darüber hinaus weitere mögliche Weiterbetriebsoptionen für Biogasanlagen betrachtet. Darunter zum Beispiel die Stromproduktion für den Eigenbedarf als auch für Abnehmende im direkten Umfeld, Fernwärmelieferung oder sonstige Direktvermarktung.

Auf der Website „BE Future - Open Data für Wissenschaft und Forschung rund um Post-EEG“ (<https://datalab.dbfz.de/befuture>) des DBFZ, die im Zuge des Projekts TRANSBIO erstellt wurde, sind die Erkenntnisse aus den Projekten zu den betrachteten Geschäftsfeldern für Bioenergieanlagen zusammengefasst (siehe Kapitel 6.3).

5 Ergebnisse einer Meta-Analyse von Post-EEG-Studien

Eine Kernaufgabe des TRANSBIO-Vorhabens war es, veröffentlichte Post-EEG-Studien auszuwerten. Die vom Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme gGmbH (IZES) durchgeführte Metastudie „Die Bioenergie in der Energiewende und die ‚Post-EEG-Frage‘. Eine Synopse von Post-EEG-Studien“ (Matschoss et al. 2024) hatte u.a. zum Ziel zu beleuchten, welche Perspektiven sich für Anlagenbetreibende ergeben. Dafür wurden die jeweils in den Studien gewählten Anlagenkategorien, gefolgt von zugehörigen Geschäftsfeldern, nebeneinandergestellt.

Demnach heben fast alle Studien, die mehrere Geschäftsfelder vergleichen, zunächst die großen Anlagenunterschiede und die Notwendigkeit individueller Lösungen hervor. Dann werden zwei grundsätzliche Strategiepfade gesehen, die sich wiederum an den verschiedenen Regulierungen orientieren:

- Der eine Strategiefad verfolgt ein Beibehalten des Konzepts der Vor-Ort-Verstromung mit einer Beteiligung an den EEG-Ausschreibungen. Je nach anlagenspezifischen und örtlichen Gegebenheiten sind hier unterschiedliche Kombinationen von Flexibilisierung, Verringerung des NawaRo-Einsatzes und besserer Wärmenutzung sinnvoll. Da die Absenkung des NawaRo-Anteils durch die Regulierung praktisch gesetzt ist, wird je nach Gegebenheiten zwischen einer Flexibilisierung durch Überbauung – und dessen Grad – oder einer reinen Absenkung der Bemessungsleistung („Flexibilisierung nach unten“) mittels Absenkung des NawaRo-Anteils unterschieden. Weiterhin sehen fast alle Studien in einer (verbesserten) Wärmenutzung den betriebswirtschaftlich entscheidenden Faktor, für den wiederum unterschiedliche Voraussetzungen erfüllt sein oder geschaffen werden müssen. Schließlich sind weitere Randbedingungen, wie z.B. Anlagengröße, Substratpreise, zu beachten. So sollen neben dem EEG als „Grundvergütung“ mit den jeweils neuen Konzeptionen Zusatzeinnahmen generiert werden, wie z.B. höhere Erträge am Spot- oder Regelleistungsmarkt und durch Wärmeabgabe.
- Der andere Strategiefad sieht die Abkehr von der bisherigen Vor-Ort-Verstromung und eine Umrüstung als Biomethananlage vor. Diese Strategie wird in den ausgewerteten Studien v.a. dann empfohlen, wenn die o.g. Voraussetzungen der Vor-Ort-Verstromung nicht gegeben sind, d.h. nur geringe Chancen für eine erfolgreiche Teilnahme an den EEG-Ausschreibungen gesehen werden und eine Wärmevermarktung kaum bis gar nicht gegeben ist. Da bei dieser Strategie einerseits zwischen dem Konzept der großen Einzelanlage und des Anlagen-Clusters mehrerer kleinerer Anlagen und andererseits zwischen der Einspeisung des Biomethans in ein Gasnetz oder alternativ des Verkaufs über eine Tankstelle unterschieden werden kann, sind mehrere Kombinationen möglich. Dies hängt wiederum von den örtlichen Gegebenheiten, wie z.B. Topografie, Gasanschluss, Lage der Anlagen ab. Die Erträge entstehen durch den Verkauf des Biomethans und Zusatzerlösen durch Teilnahme am THG-Quotenhandel. Die o.g. Notwendigkeiten zur Umstellung des Substratmix spielt hier eine besondere Rolle, da – über unterschiedliche Anrechenbarkeit – auch die Zusatzeinnahmen durch den THG-Quotenhandel davon abhängen.

Generell wird eine frühzeitige Planung und damit Ausrichtung auf ein Geschäftsfeld als strategisch entscheidend angesehen. Dies ist auch mit Blick auf Erfordernisse zu technischer Planung, Investition, Umbau und Nachgenehmigungen, die mit den verschiedenen Geschäftsfeldern einhergehen, zu sehen, die für sich genommen Herausforderungen darstellen.

Eine Lenkung der Entwicklung von Biogasbestandsanlagen in die strategisch gewünschte Richtung erfordert neben der Anpassung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in erster Linie eine Gesamtstrategie für Biogas bzw. Biomethan, in der eine klare Richtungsentscheidung und Len-

kungsmechanismen für den Bestand der Biogasanlagen festgehalten werden, welche auch von der Praxis angenommen und wirtschaftlich umgesetzt werden können.

Einen detaillierten Einblick in die Auswertung der Post-EEG-Studien und die daraus gezogenen Schlüsse liefert Matschoss et al. (2024). Interessierte können dort die Zusammenfassungen der Studien in den Anhängen nachschlagen, die dort kurz mit Untersuchungsgegenstand, Methode und Ergebnissen in Form von Synopsen dargestellt sind und die Grundlage der o. g. Analysen bilden. Dabei wurde der Versuch unternommen, eine Tiefe zu erreichen, die über Einleitungs- und Ergebnistexte hinausgeht, aber trotzdem noch einen lesbaren Überblick bietet.

6 Weiterführende Informationen

6.1 Web-Anwendungen des KTBL

Folgende Web-Anwendungen des KTBL können als Planungshilfe für zur Konzeption eines möglichen Weiterbetrieb der Biogasanlagen herangezogen werden. Die Nutzung ist kostenfrei.

Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)

Die Web-Anwendung „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)“ (Abb. 19) lehnt sich an den „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Neuanlagen)“ an. Sie versetzt die Nutzerin oder den Nutzer in die Lage, eine existierende Biogasanlage über die Eingabe der eingesetzten Gärbiomasse und die Auswahl entsprechender Anlagenteile Anlagen aus der KTBL-Datenbank individuell abzubilden. Darauf aufbauend können Post-EEG-Optionen für einen möglichen Weiterbetrieb kalkuliert werden. Als Ergebnis erfolgt eine techno-ökonomischen Darstellung der Modellanlage und die Ausgabe relevanter Kenngrößen, wie z. B. die Stromgestehungskosten oder der kalkulatorischer Gewinnbeitrag.

Zur Anwendung „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)“ >> <https://daten.ktbl.de/probiogas/>



The screenshot shows the web application interface. On the left, there is a photograph of a tractor loading a silage trailer. On the right, there is a text box with the following content:

KTBL Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)

Startseite | Informationen | Hilfe

Die Web-Anwendung "Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)" ist eine Planungshilfe für die Identifikation von bestehenden Weiterbetriebsoptionen von landwirtschaftlichen Biogasanlagen (Bestandsanlagen) nach Ablauf der 1. EEG-Förderperiode.

Ziel der Web-Anwendung ist es, eine existierende Biogasanlage über die Eingabe der eingesetzten Substratarten und -mengen sowie der Auswahl der Anlagenkomponenten abzubilden, um dadurch mögliche Weiterbetriebsoptionen darstellen zu können. Auswählbar sind die Nutzungspfade Kraft-Wärme-Kopplung (Vor-Ort-Verstromung und Satelliten mit einem BHKW inkl. Wärmeauskopplung) sowie Biomethanproduktion und -einspeisung (optional mit CNG-Tankstelle).

In den Ergebnissen werden für die modellhafte Darstellung der „Post-EEG“-Anlage anlagenspezifische Kennzahlen wie Investitionsbedarf, jährliche Kosten, Arbeitszeitbedarf und -kosten sowie Strom- bzw. Biomethangestehungskosten für Bestandsanlagen ausgewiesen. Ebenso kann eine detaillierte Kalkulation von Wärmearbeit und -bedarfsmengen für ausgewählte Wärmenutzungskonzepte durchgeführt werden.

Die Erstellung der Web-Anwendung erfolgte aus Fördermitteln des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages und über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) aus dem Sondervermögen Energie- und Klimafond.

© 2018 KTBL

Anwendung aufrufen →

Abb. 19: Startseite der Web-Anwendung „Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas (Bestandsanlage)“ des KTBL (© KTBL)

Substratanpassungsrechner Biogas

Mit der Web-Anwendung „Substratanpassungsrechner Biogas“ (Abb. 20) lässt sich ein Fütterungsplan für den Substrattausch in einer landwirtschaftlichen Biogasanlage erstellen. Es wird dabei die Schonung der Biologie im Fermenter sowie eine stabile Methanproduktivität berücksichtigt. Dabei werden der flexible BHKW-Betrieb sowie die verfügbare Gasspeicherkapazität beachtet. Die Web-Anwendung hilft die Auswirkungen einer Substitution von schnell abbaubaren Substraten durch langsamer abbaubare lignocellulosereiche Rest- und Koppelsubstrate einzuschätzen und negative Effekte zu mindern.

Zur Anwendung „Substratanpassungsrechner Biogas“ >> <https://daten.ktbl.de/lignoflex/>

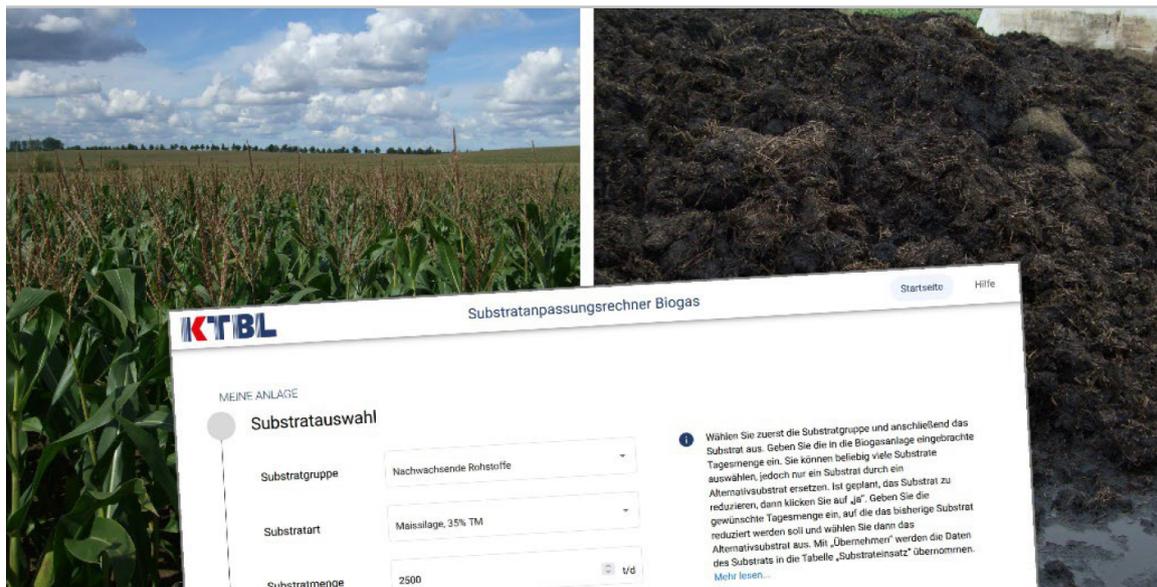
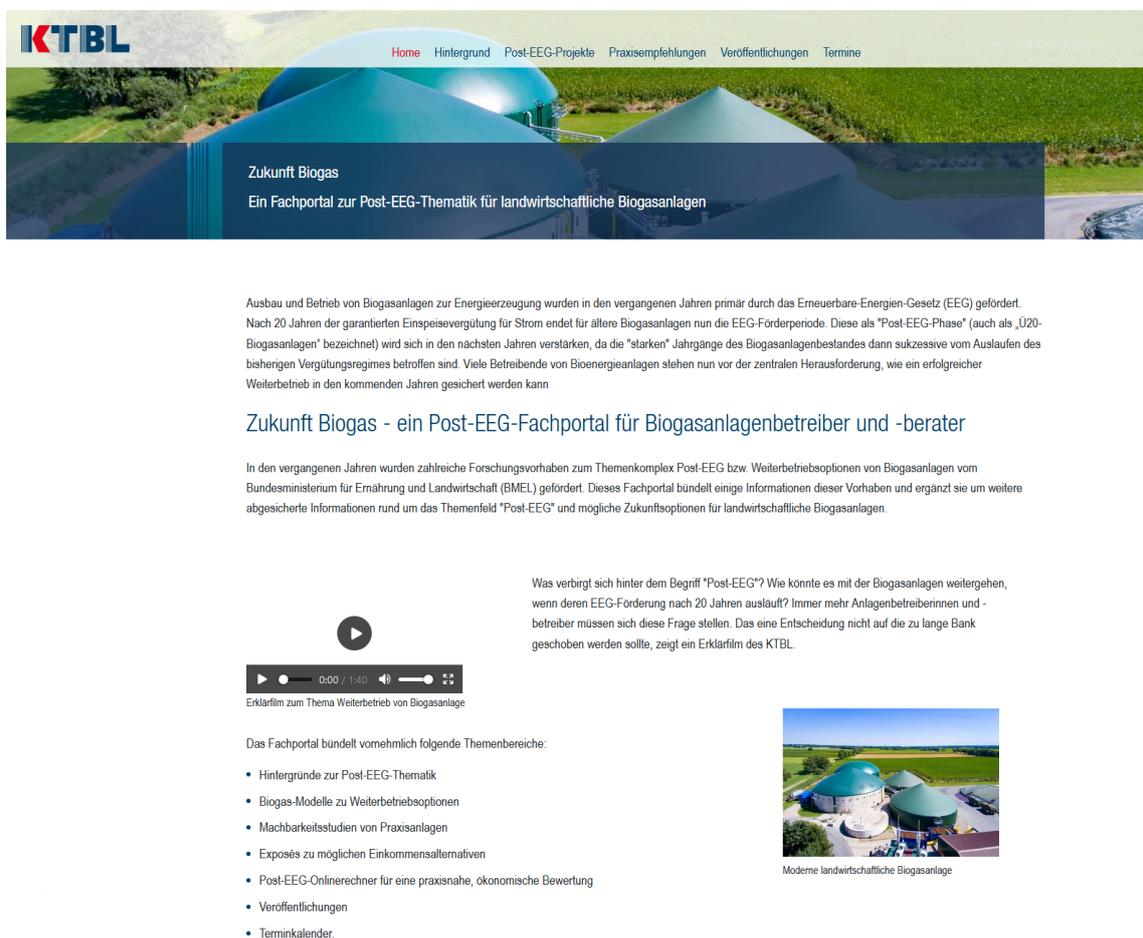


Abb. 20: Banner zur Web-Anwendung „Substratanpassungsrechner Biogas“ des KTBL (© M. Paterson)

6.2 Fachportal „Zukunft Biogas“

In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche Forschungsvorhaben zum Themenkomplex Post-EEG bzw. Weiterbetriebsoptionen von Biogasanlagen durchgeführt. Das Fachportal „Zukunft Biogas“ (Abb. 21) des KTBL bündelt Informationen zahlreicher Vorhaben und ergänzt sie um weitere abgesicherte Informationen rund um das Themenfeld Post-EEG und mögliche Zukunftsoptionen für landwirtschaftliche Biogasanlagen. Darüber hinaus finden sich praxisnahe Informationen zum Weiterbetrieb von Biogasanlagen in Form von Biogas-Betriebsmodellen, Exposés möglicher Zukunftsoptionen für die betriebliche Konzepterweiterung sowie Post-EEG-Machbarkeitsstudien bestehender Biogasanlagen.

Zum Fachportal „Zukunft Biogas“ >> www.zukunftbiogas.de



Ausbau und Betrieb von Biogasanlagen zur Energieerzeugung wurden in den vergangenen Jahren primär durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Nach 20 Jahren der garantierten Einspeisevergütung für Strom endet für ältere Biogasanlagen nun die EEG-Förderperiode. Diese als "Post-EEG-Phase" (auch als „Ü20-Biogasanlagen“ bezeichnet) wird sich in den nächsten Jahren verstärken, da die "starken" Jahrgänge des Biogasanlagenbestandes dann sukzessive vom Auslaufen des bisherigen Vergütungsregimes betroffen sind. Viele Betreibende von Bioenergieanlagen stehen nun vor der zentralen Herausforderung, wie ein erfolgreicher Weiterbetrieb in den kommenden Jahren gesichert werden kann

Zukunft Biogas - ein Post-EEG-Fachportal für Biogasanlagenbetreiber und -berater

In den vergangenen Jahren wurden zahlreiche Forschungsvorhaben zum Themenkomplex Post-EEG bzw. Weiterbetriebsoptionen von Biogasanlagen vom Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (BMEL) gefördert. Dieses Fachportal bündelt einige Informationen dieser Vorhaben und ergänzt sie um weitere abgesicherte Informationen rund um das Themenfeld "Post-EEG" und mögliche Zukunftsoptionen für landwirtschaftliche Biogasanlagen.

Was verbirgt sich hinter dem Begriff "Post-EEG"? Wie könnte es mit der Biogasanlagen weitergehen, wenn deren EEG-Förderung nach 20 Jahren ausläuft? Immer mehr Anlagenbetreiberinnen und -betreiber müssen sich diese Frage stellen. Das eine Entscheidung nicht auf die zu lange Bank geschoben werden sollte, zeigt ein Erklärfilm des KTBL.

Das Fachportal bündelt vornehmlich folgende Themenbereiche:

- Hintergründe zur Post-EEG-Thematik
- Biogas-Modelle zu Weiterbetriebsoptionen
- Machbarkeitsstudien von Praxisanlagen
- Exposés zu möglichen Einkommensalternativen
- Post-EEG-Onlinerechner für eine praxisnahe, ökonomische Bewertung
- Veröffentlichungen
- Terminkalender.

Erklärfilm zum Thema Weiterbetrieb von Biogasanlage

Moderne landwirtschaftliche Biogasanlage

Abb. 21: Startseite des Post-EEG-Fachportals „Zukunft Biogas“ (© KTBL)

6.3 Forschungsdatenplattform „BE Future“

Neben einem Geschäftsfeldkatalog für Weiterbetriebsoptionen bietet die Forschungsdatenplattform „BE Future“ (Abb. 22) des DBFZ eine Vielzahl konsolidierter Daten im Post-EEG-Kontext. Diese umfassen ausgewählte, preisindex-angepasste Investitionsbedarfe und Kennwerte wie z. B. den Verlauf der THG-Quotenerlöse oder die EPEX SPOT Day-ahead-Preise. Abgerundet wird das Informationsangebot durch eine Übersicht an Post-EEG-Projekten und einem Glossar, das zentrale Begriffe erklärt.

Zur Forschungsdatenplattform >> <https://datalab.dbfz.de/befuture/>

BE Future
Open Data für Wissenschaft und Forschung rund um Post-EEG

Die Energiewende ist in vollem Gange, der Strom soll „grüner“ werden, die Verkehrsmittel emissionsarm und auch die Heizung verbraucht immer noch fossile Energieträger. Es wird zu allen Einsatzgebieten geforscht, eine Innovation jagt die nächste.

Da stellt sich die Frage: Wo steht die Forschung aktuell? Was sind gesicherte Erkenntnisse und was ist eher ein Ansatz für die fernere Zukunft?

Mit der vorliegenden Forschungsdatenplattform möchte das Projekt TRANSBIO Entscheidungsträgern, Wissenschaftler:innen und Betreibenden einen Überblick über den Stand der gängigsten Forschungsvorhaben vorstellen. Gemeinsam ist allen hier dokumentierten Projekten der Bezug zur Nutzung von Biomasse und die Ausrichtung auf Maßnahmen, die auch nach Auslaufen einer staatlichen Förderung ökonomisch sinnvoll erscheinen. Eine große Auswahl an Daten steht zum Download bereit.

Zentrale verwendete Begriffe des Forschungsfelds sind im Glossar am Ende dieser Seite erläutert. Allgemeine Informationen zur Post-EEG-Frage und die Vorstellung des Projekts TRANSBIO finden Sie auf der [TRANSBIO-Projektseite](#).

FNR
Forschungszentrum Nachhaltigkeit
Kofu 10 e.V.

Gefördert durch:
Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

DBFZ

Universität Stuttgart IER
Institut für Energieeffizienz und Ressourcennutzung

IZES
Institut für ZukunftEnergie- und Stoffstromsysteme

KTBL

Video: Vorstellung des Projekts TRANSBIO
Mit dem Klicken auf diese Fläche werden Sie zum Video auf YouTube weitergeleitet. Damit willigen Sie ein, dass YouTube auf Ihre Daten zugreifen kann.

Präsentationsunterlagen zur TRANSBIO-Abschlussveranstaltung

TRANSBIO Methodenkompendium

Abb. 22: Startseite der Forschungsdatenplattform „BE Future“ (© DBFZ)

6.4 Literaturempfehlungen

Metastudie

Die Bioenergie in der Energiewende und die „Post-EEG-Frage“. Eine Synopse von Post-EEG-Studien

Die im Vorhaben TRANSBIO erstellte Metaanalyse behandelt durch die systematische Auswertung von bereits veröffentlichten Post-EEG-Studien die Leitfragen, welchen sinnvollen Beitrag die Bioenergie – insbesondere Biogas – zu den deutschen Zielen der Energiewende und der Treibhausgasneutralität bis 2045 leisten kann und sollte sowie was das für Anlagenbetreibende bedeutet (IZES-Schriftenreihe 2024/1, Hrsg. IZES gGmbH, Saarbrücken)
>> https://izes.eu/wp-content/uploads/SRIZES_1_Transbio_2024_1.pdf

Leitfaden

Biogas nach dem EEG – (wie) kann's weitergehen? Handlungsmöglichkeiten für Anlagenbetreibende

Der aktualisierte Leitfaden basiert auf einer Auswertung von 14 Bestandsbiogasanlagen hinsichtlich ihres baulichen Zustands und des technischen Optimierungspotenzials für den wirtschaftlichen Betrieb nach dem Ende der EEG-Vergütung. Im Leitfaden des Verbundvorhaben „Repoweringmaßnahmen hinsichtlich zukünftiger Aufgaben von Biogasanlagen“ (REzAB) werden sieben Zukunftskonzepte vorgestellt (2024; 4. Auflage, Hrsg. TH Ingolstadt, FH Münster, C.A.R.M.E.N., ifeu Heidelberg)
>> www.carmen-ev.de/service/forschungsprojekte/rezab

Buch

Folgekonzepte für den Weiterbetrieb von landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Investitionsrechnungsverfahren für die Modellbewertung

In dem Buch werden die relevantesten Folgekonzepte ermittelt und in Zahlungsstrommodellen dargestellt. Um einen möglichst hohen Erkenntnisgewinn über die Folgekonzepte für die Fortführung der Stromerzeugung und Biogasaufbereitung und die damit zusammenhängende Investitionsentscheidung zu erlangen, werden verschiedene Verfahren der Investitionsrechnung angewandt (Scherzinger, K.; 2023; Wiesbaden, Springer Gabler Verlag)

Leitfaden

Zukunftskonzept Koppelprodukte: Biogasproduktion aus Stroh, Mist und Co. – Faserhaltige Substrate richtig einsetzen

Der Leitfaden bündelt die Erkenntnisse aus dem Verbundvorhaben „Landwirtschaftliche Rest- und Abfallstoffverwertung – Lösungsansätze zur technischen Anpassung bestehender Biogasanlagen für die Nutzung faseriger Reststoffe“ und soll praxisnah helfen, den Einsatz von Mist, Stroh und Landschaftspflegegras in der eigenen Anlage zu bewerten und umzusetzen (2023; Hrsg. Technische Hochschule Ingolstadt, ATB Potsdam, C.A.R.M.E.N. e.V.)
>> <https://www.carmen-ev.de/download/lara-leitfaden>

Leitfaden

Treibhausgasbilanzierung von Energie aus Biogas und Biomethan für die Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED II

Das Projekt „ZertGas – Implementierung der RED II und Entwicklung von praktikablen Zertifizierungslösungen und Handlungsoptionen für Betreiber von Biogas- und Biomethananlagen“ befasst sich mit den Auswirkungen der RED II auf den Biogassektor. Der Leitfaden soll Wirtschaftsbeteiligte sowie Beteiligte der Nachhaltigkeitszertifizierung bei der RED II konformen Berechnung der THG-Einsparung bzw. der Verifizierung von THG-Bilanzen unterstützen (2021; Hrsg. DBFZ; Fachverband Biogas, GUTcert, ISCC System, Meo Carbon Solutions, ifeu-Institut)

>> www.dbfz.de/pressemediathek/weitere-publikationen/broschueren

Weiterführende Literatur

Weitere Veröffentlichungen zu Weiterbetriebskonzepten, Repowering sowie Optimierung von Biogasanlagen finden sich im Fachportal „Zukunft Biogas“ in der Rubrik „Veröffentlichungen“.

>> www.zukunftbiogas.de

Literatur

- Balling, T.; Beil, M.; Hauptmann, A.; Reinhold, G.; Seide, H.; Urban, W.; Valentin, F.; Wirth, B. (2012): Biomethaneinspeisung in der Landwirtschaft. Geschäftsmodelle, Technik, Wirtschaftlichkeit. KTBL-Schrift 495, Darmstadt, Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL)
- BMWK (2023): Erneuerbare Energien in Zahlen 2022. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2022. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
- dena (2023): Analyse: Branchenbarometer Biomethan 2023. <https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/analyse-branchenbarometer-biomethan-2023/>, Zugriff am 27.06.2024
- Dotzauer, M.; Güsewell, J.; Barchmann, T.; Haase, O.; Matschoss, P.; Paterson, M.; Rensberg, N.; Schmieder, U. (2024): Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem (TRANSBIO). Methodenkompendium für Post-EEG-Fragestellungen. www.zukunftbiogas.de/post-eeg-projekte/transbio-projekt, Zugriff am 27.06.2024
- EEG (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2023). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist
- EEG (2017): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2017). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 13. Oktober 2016 (BGBl. I S. 2258) geändert worden ist
- EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2012). Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754) geändert worden ist
- FNR (2018): Flexibilisierung von Biogasanlagen. Gülzow, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.
- Matschoss, P.; Steubing, M.; Pertagnol, J.; Zheng, Y.; Wern, B.; Dotzauer, M.; Thrän, D. (2020): A consolidated potential analysis of bio-methane and e-methane using two different methods for a medium-term renewable gas supply in Germany. *Energy, Sustainability and Society* 10(1), pp. 10–41, <https://www.doi.org/10.1186/s13705-020-00276-z>
- Matschoss, P.; Wern, B.; Baur, F. (2024): Die Bioenergie in der Energiewende und die „Post-EEG-Frage“. Eine Synopse von Post-EEG-Studien. IZES gGmbH Schriftenreihe 2024_01, Berlin und Saarbrücken, IZES gGmbH
- Nelles, M.; Angelova, E.; Deprie, K.; Kornatz, P.; Rensberg, N.; Schaller, S.; Selig, M. (2023): Stand und Perspektiven der energetischen Verwertung von Biomasse in Deutschland. In: 17. Rostocker Bioenergieforum, Universität Rostock, 15./16.06.2023, S. 13–36, https://doi.org/10.18453/rosdok_id00004269
- Paterson, M.; Hülsemann, B.; Roth, U.; Wilken, V.; Wirth, B.; Bidlingmaier, C.; Hartmann, S.; Kempkens Palacios, C.; Knill, T.; Straus, P. (2021): Biogas Progressiv – zukunftsweisende Strategien für landwirtschaftliche Biogasanlagen (ProBiogas). <https://www.fnr.de/ftp/pdf/berichte/22405416.pdf>, Zugriff am 06.06.2024
- Regelleistung Online (2024): Leistungspreise. <https://www.regelleistung-online.de/srl/leistungspreise/>, Zugriff am 04.07.2024
- Rensberg, N.; Denysenko, V.; Daniel-Gromke, J. (2023): Biogaserzeugung und -nutzung in Deutschland. Report zum Anlagenbestand Biogas und Biomethan, DBFZ-Report 50, Leipzig
- Scholwin, F.; Grope, J.; Schüch, A.; Daniel-Gromke, J.; Beil, M. (2014): Dossier. Ist-Stand der Biomethannutzung. Kosten – Klimawirkungen – Verwertungswege
- UBA (2024): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2023. Dessau
- UBA (2023): Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland. Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
Bem	Bemessungsleistung
BEHG	Brennstoffemissionshandelsgesetz
BGA	Biogasanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
Biokraft-NachV	Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung
BMEL	Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft
BMWK	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz
CNG	Komprimiertes Erdgas (englisch Compressed Natural Gas)
Ct	Eurocent
DBFZ	Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH
dena	Deutsche Energie-Agentur GmbH
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
el	elektrisch
EPEX	Europäische Strombörse
FM	Frischmasse
GEG	Gebäudeenergiegesetz
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
Inst.	installiert
KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V.
kW	Kilowatt
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LNG	Flüssigerdgas (englisch Liquefied Natural Gas)
MaStR	Marktstammdatenregister
MW	Megawatt
n	Anzahl
N	Normalbedingungen
NawaRo	nachwachsende Rohstoffe
NEG	Preise für negative Leistung
P	Leistung
POS	Preise für positive Leistung
PQ	Leistungsquotient
PV	Photovoltaik
RED	Erneuerbare-Energien-Richtlinie (englisch Renewable Energy Directive)
SRL	Sekundärregelleistung
THG	Treibhausgas
TRANSBIO	Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem
TWh	Terrawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Mitwirkende

Martin Dotzauer
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH | Leipzig

Dr. Patrick Matschoss
Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme gGmbH (IZES) | Saarbrücken und Berlin

Mark Paterson
Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. | Darmstadt

Nadja Rensberg
DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH | Leipzig

Bernhard Wern
Institut für Zukunftsenergie- und Stoffstromsysteme gGmbH (IZES) | Saarbrücken und Berlin

