



Speicher Kraftwerk Haslachhof, Löffingen, Foto: Wolfram Wiggert

White Paper

Die Bedeutung von Biogas für die Energiewende

Herausforderungen und Lösungen

Kassel/Berlin, Januar 2024

Version 3.1

Uwe Welteke-Fabricsius

Marcel Florian Loehr

FL(EX)PERTEN
NETZWERK FLEXIBILISIERUNG



Kernaussagen

- Biogas ist klimafreundlich, speicherfähig, und flexibel einsetzbar. In Kraft-Wärme-Kopplung werden Strom und Wärme vor Ort effizient, sicher und kostengünstig erzeugt – auch während Kälte- oder Dunkelflauten.
- Dafür sollten bestehende Biogasanlagen zu regenerativen Speicherkraftwerken werden. Die lokale Wertschöpfung stärkt den ländlichen Raum und macht unabhängig von Importen.
- Die Biogasmenge kann durch Kreislaufmaterial ungefähr verdoppelt werden – flächenneutral, ohne Anbaubiomasse, im Einklang mit Natur- und Artenschutz.
- In Speicherkraftwerke werden lokale Wärmequellen integriert. Grüner Wasserstoff aus örtlichen EE-Anlagen wird im SKW gespeichert und effizient verwertet.
- Noch ist Biogas im Rückwärtsgang. Das EEG muss 2024 neue Wachstumsimpulse geben.
- Dann können regenerative Biogas-Speicherkraftwerke den Großteil der Kraftwerksstrategie übernehmen und die Kosten der Energiewende senken

Regenerative Speicherkraftwerke: Innovation für Versorgungssicherheit, Wärmewende, Nachhaltigkeit.



Speicherkraftwerk Windsheim, Foto: Hans von Bebbler

Zusammenfassung

Der deutsche Strom- und Wärmesektor steht vor bedeutenden Veränderungen. Einerseits müssen erneuerbare volatile Erzeugungsanlagen integriert, und andererseits fossile Energien stillgelegt werden. Selbst bei einer bilanziell vollständigen Bedarfsdeckung aus erneuerbaren Energien wird aber steuerbare Erzeugungskapazität gebraucht, also müssen diese fossilen Kraftwerke ersetzt werden. In Dunkelflauten sichern flexible Erzeugungsanlagen die verlässliche Versorgung. Diese Rolle wird den modernen Gaskraftwerken und damit Wasserstoff als Energieträger zugesprochen. Wasserstoff ist allerdings weder zeitnah noch kostengünstig ausreichend verfügbar, um dieser Rolle gerecht zu werden. Damit steuert Deutschland in eine langfristig fortgesetzte Abhängigkeit und milliardenschweren Importen von fossilem Erdgas, - oder in eine neue Verzögerung des Kohleausstiegs.

Biogas kann einen beträchtlichen Teil dieser Lücke schließen. Dazu kann der vorhandene Biogasanlagenpark mit derzeit 4 GW „Bemessungsleistung“ (theoretische mittlere Stromerzeugung, 34 TWh/a) zu Speicherkraftwerken ausgebaut werden, die mit 15 GW installierter Leistung und im Mittel an 2.200 Stunden des Jahres gezielt die Residuallast decken – ohne einen Hektar zusätzliche Anbaubiomasse.

Ebenfalls ohne zusätzliche Anbaubiomasse kann die Biogaserzeugung deutlich gesteigert werden. Werden angenommene 22 TWh zusätzlich in hochflexiblen Speicherkraftwerken, mit im Mittel nur noch 1.500 Betriebsstunden jährlich, eingesetzt, können damit weitere 15 GW steuerbare Kraftwerke betrieben werden. Dies schließt die verbleibende Flexibilitätslücke nicht vollkommen, kann aber einen großen Teil des Bedarfs abdecken.

Diese Alternative zur derzeit geplanten Kraftwerksstrategie trägt gleichzeitig erheblich zur Wärmewende bei (Steigerung um 40 TWh), hat positive Struktureffekte im ländlichen Raum und erspart bis 2035 mindestens 250 Millionen Tonnen CO₂-Emissionen. Das dämpft die Preise im ETS, senkt damit die Stromkosten und den Zuschussbedarf für den Strukturwandel in der Landwirtschaft und die Energiewende.

Im Folgenden wird das bisher deutlich unterschätzte Potenzial von Biogas erläutert, und aufgezeigt wie Biogas in lokalen Speicherkraftwerken zur Kostensenkung in der Energiewende, zur Netzentlastung und zum Strukturwandel im ländlichen Raum beitragen kann, und gleichzeitig den Naturschutz und die Nachhaltigkeit der Landwirtschaft fördert.

Doch seit Jahren ist die Förderung von Biogas nicht ausreichend zielgerichtet. Die Erschließung des Potenzials wird gebremst. In den Kapiteln „Strom“, „Wärme“, und „Stoffströme und Landwirtschaft“ werden die derzeitigen Hemmnisse beschrieben und Lösungen vorgeschlagen.

Abschließend finden Sie die konkreten politischen Handlungsempfehlungen, die einerseits die Wirtschaftlichkeit des Sektors sicherstellen und zum anderen qualitative Anforderungen an die flexible und nachhaltige Nutzung von Biomasse stellen, um den größtmöglichen systemischen Nutzen von Biogas zu erreichen

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|------------|
| Kernaussagen..... | II |
| Zusammenfassung | III |
| 1. Einleitung..... | 1 |
| 2. Strom..... | 4 |
| 2.1 Ziel: Sichere Versorgung ohne fossile Kraftwerke | 4 |
| 2.2 Biogas: Speicherkraftwerke liefern die Residuallast effizienter..... | 7 |
| 3. Wärme..... | 15 |
| 3.1 Ziel: kommunale Netze für kostengünstige postfossile Wärme | 15 |
| 3.2 Biogas: Speicherkraftwerke als Rückgrat der Wärmeversorgung..... | 16 |
| 4. Stoffströme und Landwirtschaft..... | 19 |
| 4.1 Ziel: Biogas und Naturschutz versöhnen, Emissionen senken | 19 |
| 4.1 Biogas: mehr Energie und Klimaschutz aus ökologisch wertvollem Kreislaufmaterial..... | 20 |
| Best Practice Beispiel des Haslachhofs der Familie Wiggert | 23 |
| 5. Aktuelle Hürden für Biogas | 24 |
| 5.1 Zinsen und Inflation: Wirtschaftlicher Engpass in Biogasanlagen..... | 24 |
| 5.2 Adverse Effekte des parallelen Fördersystems im Treibstoffsektor | 27 |
| 5.3 Hemmnisse beim Netzzugang – trotz Netzentlastung | 28 |
| 5.4 Imageproblem: irreführender Flächeneffizienzvergleich mit Photovoltaik..... | 29 |
| 5.5 Sollte Biogas besser ins Erdgasnetz? | 31 |
| 6. Handlungsempfehlungen..... | 32 |
| 6.1 EEG-Reform | 32 |
| 6.1.1 - Sofortmaßnahmen! Ausschreibung anschieben: | 32 |
| 6.1.2 EEG-Novellierung..... | 33 |
| 6.2 Energiewirtschaftsrecht | 33 |
| 6.3 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung | 33 |
| 6.4 Fair Play gegenüber Quotenerlösen im Transportsektor | 33 |
| 6.5 Mittelfristige Weiterentwicklung | 33 |

1. Einleitung

Die Versorgung mit Strom und Wärme in Deutschland befindet sich im Umbruch. Die Herausforderungen des Klimawandels, der durch den russischen Angriffskrieg ausgelöste beschleunigte Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und der Abbau fossiler und nuklearer Erzeugungsanlagen bilden den neuen Rahmen und erfordern eine Anpassung des Strom- und Wärmesektors.

Im Stromsektor beträgt der EE-Anteil inzwischen gut 50 %. Bis 2030 soll dieser auf über 80 % ansteigen, um ein klimaneutrales Stromsystem bis 2045 zu ermöglichen. Zudem gingen am 15. April 2023 die letzten Kernkraftwerke in Deutschland vom Netz. Die Verstromung von Kohle soll spätestens 2038 und bestenfalls 2030 Geschichte sein. Um weiterhin Versorgungssicherheit zu gewährleisten, müssen neben Wind- und Solaranlagen auch steuerbare und perspektivisch klimaneutrale Kraftwerke zur Spitzenlastdeckung entstehen. Dabei setzt die Bundesregierung bisher vor allem auf Wasserstoff- bzw. „H2-ready“-Erdgaskraftwerke, deren Bedarf und Ausschreibungsdesign im Rahmen der angekündigten Kraftwerksstrategie (KWS 2026) erarbeitet werden sollen.¹

Im Wärmesektor verzeichnet sich ein langsamerer, aber ähnlicher Trend. Hier liegt der EE-Anteil bei knapp 18 %.² Die Bundesregierung strebt eine Erhöhung dieses Anteils auf 50 % bis 2030³ sowie eine vollständige Umstellung auf erneuerbare Energien bis 2045 an. Wichtigste Optionen laut Gebäudeenergiegesetz (GEG) und Wärmeplanungsgesetz (WPG) sind die Elektrifizierung des Sektors durch Wärmepumpen und der Bau von regenerativ gespeisten Wärmenetzen. Auch ist die Nutzung von „H2-ready“-Gasboilern möglich, in denen perspektivisch Wasserstoff eingesetzt wird, aber welchen zunächst weiterhin mit fossilem Erdgas laufen. Bei fehlender Wasserstoffversorgung soll ersatzweise Biomethan eingesetzt werden, allerdings dürfte dafür kaum genügend Biomethan zur Verfügung stehen, weil nur ein kleiner Teil der Biogasanlagen zu wirtschaftlichen Bedingungen ans Gasnetz angeschlossen werden kann.

Die von der Bundesregierung vorgesehene Rolle von Wasserstoff als tragende Säule für die Spitzenlastdeckung im Stromsektor und für die Wärmeversorgung wird weiterhin und über viele Jahre hinweg von Erdgas übernommen werden. Dies wird den Erfolg der Klimawende in Deutschland erheblich belasten und verzögern. Zum einen führt die verstärkte Nutzung von Erdgas zu einem erheblichen Ausstoß an klimaschädlichen Treibhausgasen, der das verbleibende Emissionsbudget belastet und zu überschreiten droht. Zum anderen hat der russische Angriffskrieg

¹ BMWK (2023) *Rahmen für die Kraftwerksstrategie steht*

[<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2023/08/20230801-rahmen-fuer-die-kraftwerksstrategie-steht.html>]

² Umweltbundesamt (2023) *Erneuerbare Energien in Zahlen*

[<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen>]

³ Bundesregierung (2021) *Koalitionsvertrag 2021*

[<https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/koalitionsvertrag-2021-1990800>]

auf die Ukraine gezeigt, dass eine sichere Versorgung Deutschlands mit Erdgas zukünftig nicht mehr oder nur mit hohem Aufwand und zu hohen Kosten gewährleistet werden kann. Auch bei Wasserstoff ist die Versorgungssicherheit angesichts der unzureichenden Erzeugungs- und Transportinfrastruktur im Inland sowie der realen Gefahr neuer Abhängigkeiten von Lieferanten im Ausland noch ungewiss.

Das Papier zeigt, wie die Sektorenkopplung zwischen Biogas, erneuerbaren Stromerzeugern und Wärmenetzen entscheidend zur Problemlösung beiträgt. Biogas wird als effiziente und resiliente Alternative zu Erdgas und Ergänzung zu Wasserstoff erkennbar.

Der Ausbau der energetischen Nutzung von Biomasse wurde in den Jahren 2012 und 2014 wegen nachvollziehbarer Bedenken gegen die Übernutzung begrenzter natürlicher Ressourcen gestoppt. Allerdings kann Biogas mit wenig Mehraufwand aus Kreislaufmaterial gewonnen werden, die flächenneutral und aus natürlichen zirkulären Stoffströmen gewonnen werden. Damit hat Biomasse ein großes Potenzial für den Strom und Wärmesektor. Das muss sich auch in der nationalen Biomassestrategie niederschlagen, die der im Koalitionsvertrag 2021 angekündigten neuen Rolle für Bioenergie als Grundlage dienen soll.

Die Bundesregierung sieht bereits jetzt in Biomasse einen wichtigen Faktor für flexible, steuerbare Spitzenstromerzeugung und klimafreundliche Wärmenetze – insbesondere im ländlichen Raum. Beispielsweise wurde im Rahmen der KWS 2026 Anfang August 2023 durch Wirtschaftsminister Habeck ein Zubau von je 3 Gigawatt (GW) steuerbarer Leistung für Biogas und Biomethan angekündigt.⁴

Die Politik will also handeln. Konkrete Maßnahmen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen für Biomasse blieben aber bisher aus. Während die Energiekrise 2022 den Erzeugern von erneuerbaren Energien für kurze Zeit gute Erträge brachte, haben sich seit Jahresbeginn die Rahmenbedingungen durch Inflation und Kostensteigerungen rapide verschlechtert – mit Ausnahme der Sonderkonjunktur für Biomethan im Transportsektor, welches aber nur etwa ein Prozent der Erzeugung ausmacht. Die derzeitige Lage führt zu einem verkleinerten Anlagenbestand und ist eine existenzielle Gefahr für die Biogasbranche.

Das Papier wird daher eine mögliche Weiterentwicklung des gesetzlichen Rahmens empfehlen, um das große Potenzial der Biomasse für eine sichere, klimaneutrale, und kostengünstige Strom- und Wärmeversorgung in Deutschland zu heben. Dabei wird ein Zielbild skizziert, welches Flächenkonflikte vermeidet, neue Einkommensperspektiven für die Landwirtschaft eröffnet, die energetische Nutzung von Biomasse mit den Zielen von Naturschutz und Artenvielfalt in Einklang

⁴ Solarserver (2023) *Deutschland will je 3 GW Bioenergie und Speicher ausschreiben*
[<https://www.solarserver.de/2023/08/04/deutschland-will-je-3-gw-bioenergie-und-speicher-ausschreiben/>]

bringt, und die Umstellung auf eine nachhaltige Landwirtschaft und die Kreislaufwirtschaft befördert.

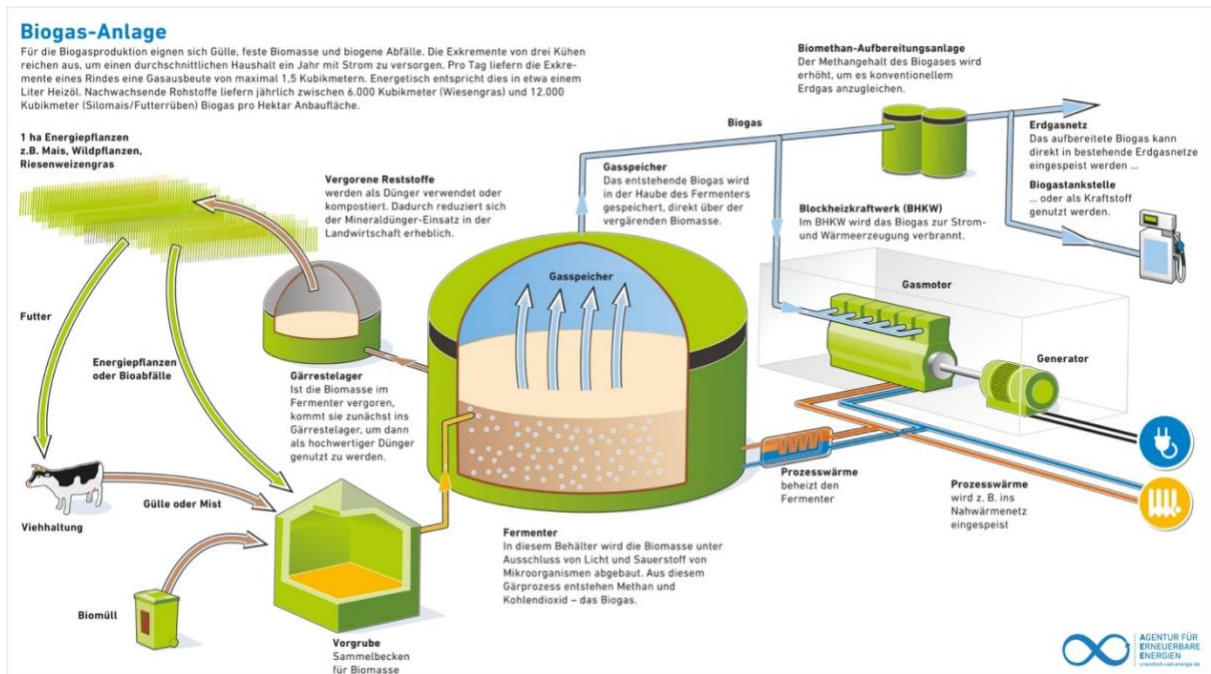


Abbildung 1: Status Quo / Biogas wird bisher überwiegend aus dafür angebaute Biomasse (v.a. Mais-Ganzpflanzensilage) erzeugt. Der überwiegende Teil des Biogases wird direkt auf der Anlage mit BHKW zu Strom verarbeitet. Etwa ein Zehntel wird zu Biomethan aufbereitet [Agentur für Erneuerbare Energien, 2023]

2. Strom

2.1 Ziel: Sichere Versorgung ohne fossile Kraftwerke

Die Dekarbonisierung des Stromsektors erfolgt durch den Ausstieg aus fossilen und nuklearen Energieträgern, einer gesteigerten Energieeffizienz, und einem beschleunigten EE-Ausbau. Die Bundesregierung hat deshalb ambitionierte Ausbauziele für volatile EE-Anlagen definiert. Bis 2030 wird sich die installierte Leistung von Windenergie an Land verdoppeln (58 auf 115 GW), der Zubau von Windenergie auf See (8 auf 30 GW) und Photovoltaik (86 auf 215 GW) fast vervierfachen. Der schnelle Ausbau von volatilen EE-Anlagen bringt jedoch eine Reihe an Herausforderungen für das deutsche Stromsystem mit sich. Der Ausbau der Stromnetze kann nicht mit dem rasanten Ausbautempo der EE mithalten, weshalb es in bestimmten Gebieten zu Netzengpässen, Abregelungen und teuren Redispatchmaßnahmen kommt.

Gleichzeitig ist der „Phase-out“ von Kohle und Erdgas ein wichtiger Schritt, um die Klimaziele zu erreichen. Dieser Ausstieg hinterlässt aber eine signifikante systemische Lücke. Zur Entlastung der Netze wird daher ein systemdienlich laufender, dezentraler Kraftwerkspark benötigt, der die Versorgungssicherheit gewährleistet. Biomasse eignet sich als direkte Substitution für fossile Ressourcen und kann vor allem zeitlich schneller als Wasserstoff und nachfrageseitiger Flexibilität den Ausgleich der volatilen EE-Erzeugung gewährleisten.

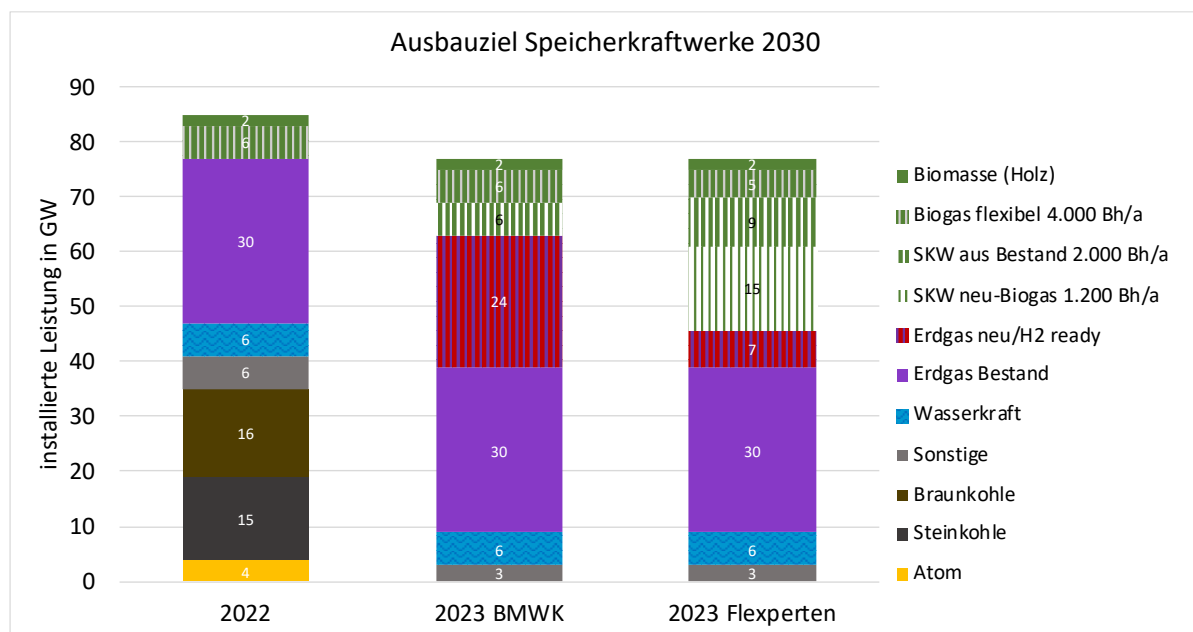


Abbildung 2 : Ausbauziel Speicherkraftwerke 2030

Das in Abbildung 2 beschriebene Zielbild der Bundesregierung (Mitte) sieht Wasserstoff als wichtigste steuerbare Flexibilitätsoption. Der Hochlauf der Wasserstoffinfrastruktur hat bereits begonnen, allerdings wird ein Großteil des Wasserstoffs zuerst in energieintensiven Industrien benötigt. Realistischerweise wird erst in den späten Dreißigerjahren ausreichend grüner Wasserstoff

für die Verstromung zur Verfügung stehen. Demnach würden die Gaskraftwerke mit fossilem Erdgas als „Übergangslösung“ bis weit in die 30er Jahre hinein betrieben⁵. Resultierend wird Erdgas nicht wie angestrebt als „Backup“ in wenigen Stunden des Jahres, sondern über viele Jahre hinweg zu tausenden Stunden des Jahres, wenn auch sukzessive abnehmend, ⁶ genutzt werden.

Die erwünschte Substitution von fossilen Energieträgern durch Wasserstoff im Strombereich verursacht einen hohen Bedarf an absehbar teuren Importen (EU-weit 10 Millionen Tonnen⁷) und steht in Nutzungskonkurrenz zur Verwendung für die Defossilisierung der Industrie. Wie in der Kraftwerksstrategie beschrieben, sollen bis 2035 insgesamt 23,8 GW Gaskraftwerke in Betrieb gehen (4,4 GW Wasserstoff-Sprinter Kraftwerke, 4,4 GW Wasserstoff-Hybrid-Kraftwerke, und 15 GW H₂-Ready-Kraftwerke), die perspektivisch mit Wasserstoff betrieben werden sollen. Hinzu kommt die erklärte Zielsetzung des BMWK, zusätzlich 6 GW biogen betriebene Gaskraftwerke mit je 3 GW Biomethan und Biogas zu installieren – idealerweise als dezentrale und effiziente BHKW mit Wärmeauskopplung.

Abzüglich dieser 29,8 GW und den bestehenden 8 GW Bioenergie öffnet sich in der Zeit nach 2030 eine neue Ziellücke von schätzungsweise 40 GW Leistung, um einen geschätzten Bedarf von 76 GW klimaneutral zu decken. Ein Teil dieser Lücke wird im untertägigen Lastwechsel durch Stromspeicher, sowie durch systemdienliches und flexibles Verhalten von Endverbraucher:innen abgedeckt. Allerdings sind nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen weder großflächig erprobt noch durch Steuerbarkeit in den Verteilnetzen gewährleistet, wie die aktuellen Diskussionen um §14a des EnWG zeigen. Laut Festlegungsentwurf der Bundesnetzagentur sind Verteilnetzbetreiber berechtigt, eine pauschale Abregelung vorzunehmen.⁸ Dies ist aktuell technisch noch kaum umsetzbar und bietet demnach bisher keine zuverlässige und ohnehin nur eine negative Flexibilitätsoption.⁹

Laut Zwischenbericht der PKNS sind Biogasanlagen besonders in den kürzeren bzw. mittleren Fristen (Stunden bis Woche), sowie Biomethananlagen in längeren Zeitbereichen (Wochen bis Saisonal) eine bedeutende Flexibilitätsoption.¹⁰

⁵ BdeW (2023) *Eckpunkte zur „Kraftwerksstrategie 2023*

[https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Eckpunktepapier_KWS2023_oA.pdf]

⁶ LBD Beratungsgesellschaft mbH (2015) *Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende* Studie im Auftrag von Agora Energiewende

[https://static.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2014/perspektiven-der-kwk/Agora_069_KWK___REV_0915_WEB.pdf]

⁷ Europäische Kommission (2023) *European Hydrogen Bank*

[<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/HTML/?uri=CELEX:52023DC015>]

⁸ Bundesnetzagentur (2023) *Festlegung zur Durchführung der netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*

[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Anlagen_ZweiteKonsultation/BK6-22-300_Regelungswerk.pdf?__blob=publicationFile&v=1]

⁹ BdeW (2023) *Konzepte zur Nutzung von hoch- und mittelspannungsseitiger Flexibilität bei Netzbetreibern*

[https://www.bdew.de/media/documents/E-Studie_E-Bridge_fur_BDEW_Flexibilitat_bei_Netzbetreibern.pdf]

¹⁰ PKNS (2023) *Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem*

[https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/erster-bericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4]

Noch unbekannt, aber in einer raschen Entwicklung ist die Option, die Biogaserzeugung dem Bedarf anzupassen und damit die Substratspeicher als Flexibilität verfügbar zu machen – damit könnte die jährliche Einspeisung (also etwa 50 - 60 TWh) saisonal flexibel hauptsächlich im sonnenarmen Winter eingesetzt werden.

Zum Vergleich kann Leistung durch Nachfrageflexibilität typischerweise nur in kurzen Zeiträumen von wenigen Stunden bereitgestellt werden. Auch Batterien haben selten längere Reichweite. Es besteht demnach keine direkte Konkurrenz, sondern eine Symbiose der Flexibilitätsoptionen.

Politik, Ökonomie und Energiewirtschaft diskutieren derzeit, auf welche Weise das Marktsystem angepasst werden muss, um den Anforderungen der Energiewende gerecht zu werden. Dabei wird auch die Frage nach Kapazitätsanreizen für den Bau von neuen, selten genutzten, aber für die Versorgungssicherheit wichtigen steuerbaren Kraftwerke diskutiert. Diese Frage wird durch die gelebte Praxis bereits beantwortet, denn ohne staatliche Anreize werden praktisch keine neuen Kraftwerke gebaut. Die Bundesregierung hat folgerichtig in der Kraftwerksstrategie für 2024 beginnende Ausschreibungen für steuerbare Kraftwerke angekündigt.

Weitere Instrumente, die auf die Finanzierbarkeit von Kraftwerksleistung einzahlen, sind der KWK-Zuschlag im KWK-G und die Flexibilitätzuschlag für Biogas- und Biomethananlagen im EEG. Der Flexibilitätzuschlag wird in einer Kombination mit der Ausschreibung von Marktprämien vergeben, sodass ein ökonomischer Wettbewerb über die Höhe der Zahlungen entscheidet.

Unter Ökonomen herrscht weitgehende Einigkeit, dass die Versorgungssicherheit ein volkswirtschaftlich kostbares Gut ist, das sich in einem vollkommenen Markt auch aus Knappheitspreisen finanzieren könnte. Ebenso klar ist, dass an einem vollkommenen Markt wesentliche Dinge fehlen, wie konstante Rahmenbedingungen, Transparenz über konkurrierende Technologien und sichere Prognosen über Knappheiten. Deshalb ist es unvermeidlich und ökonomisch höchst effizient, den erwünschten Grad an Versorgungssicherheit im Interesse der Wettbewerbsfähigkeit der darauf angewiesenen Volkswirtschaft als Maßnahme der Daseinsvorsorge aus öffentlichen Mitteln zu finanzieren, um wiederum einen vielfältigen Wettbewerb auf der Ebene der Energieabgabe zu erreichen.

Verlässliche feste Zahlungen sind notwendig, um die erheblichen Investitionen in die Flexibilisierung von bestehenden und neuen Biogasanlagen finanzieren zu können. Damit haben die staatlichen Zahlungen zwei wichtige ökonomische Effekte, sie vergrößern die Bietervielfalt und sie dämpfen die Finanzierungskosten. Im Ergebnis führt das zu höherer Wettbewerbsdichte und damit niedrigeren Preisen in der Energieversorgung.

2.2 Biogas: Speicherkraftwerke liefern die Residuallast effizienter

Die große Anzahl an Biogasanlagen kann zu den fehlenden systemischen Flexibilitäten beitragen. Noch gibt es zu wenig marktreife klimaneutrale Flexibilitätsoption. Biogas ist daher unersetzlich für das Einhalten der Klimaziele. Eine verstärkte Nutzung von Biogas kann mindestens den Brückenschlag hin zu Wasserstoff erleichtern und auf lange Sicht für Technologieoffenheit und kostensenkenden Wettbewerb eine wesentliche Rolle spielen.

Der beschleunigte Zubau der erneuerbaren Energien überfordert derzeit das Tempo des Netzausbaus. Das führt verstärkt zu Netzengpässen und Redispatchkosten. Im Jahr 2022 wurden ~ 8.000 GWh aus erneuerbaren Energieträgern abgeregelt, eine ähnliche Menge an überwiegend fossilen (Stein- und Braunkohle, und Erdgas) Energieträgern mussten den Ausgleich schaffen.¹¹ Die Kosten des Redispatch erreichten 2022 4,2 Mrd. Euro. Diese Kosten können zeitnah präventiv durch die Flexibilisierung des dezentralen Biogas-Kraftwerkspark verringert werden, da die Zeiten der Netzüberlastung zuverlässig mit niedrigen Spotmarktpreisen korrelieren. In den ländlichen Regionen werden in diesen Zeiten über 3 GW Einspeisung aus Biogasanlagen vom Netz gehen. In den Regionen jenseits des Engpasses könnten die ruhenden Biogas-BHKW mit ihren niedrigen Startkosten für positiven Redispatch abgerufen werden.

Biogas entsteht bei Körpertemperatur in großen Fermentern in einem relativ trägen Prozess von wochenlanger Dauer. Die stetige Erzeugung von Biogas wurde daher zunächst für den ebenfalls permanenten Betrieb von Motoren in Blockheizkraftwerken genutzt. Die Stromeinspeisung "Grundlast" erschien als Vorteil von Biogas-BHKW. Inzwischen nehmen die Zeiten mit vollständiger Bedarfsdeckung durch kostengünstigen Wind- und Solarstrom zu. Biogasstrom wird nur noch für Versorgungslücken gebraucht, die bisher sporadisch wenige Stunden andauern, aber noch in diesem Jahrzehnt Tausende von Stunden erreichen wird. Im kommenden Jahrzehnt wird Strom aus erneuerbaren Erzeugungsanlagen den Großteil der Jahresstunden abdecken. Der Bedarf an regelbaren Kraftwerken wird langfristig auf unter Tausend Stunden im Jahr schrumpfen, teilweise aber für längere Zeiträume anhalten.

Die weitgehend stetige Biogaserzeugung kann in voluminösen, aber kostengünstigen drucklosen Speichern aufgefangen werden und steht dann in Bedarfszeiten zur Verfügung. Die BHKW einer Biogasanlage müssen dann die gleichbleibende Biogasmenge in wesentlich kürzerer Zeit verarbeiten, brauchen dafür aber proportional höhere Leistung.

¹¹ Bundesnetzagentur (2022) *Netzengpassmanagement Gesamtjahr 2022*
[https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Ganzjahreszahlen2022.pdf?__blob=publicationFile&v=3]

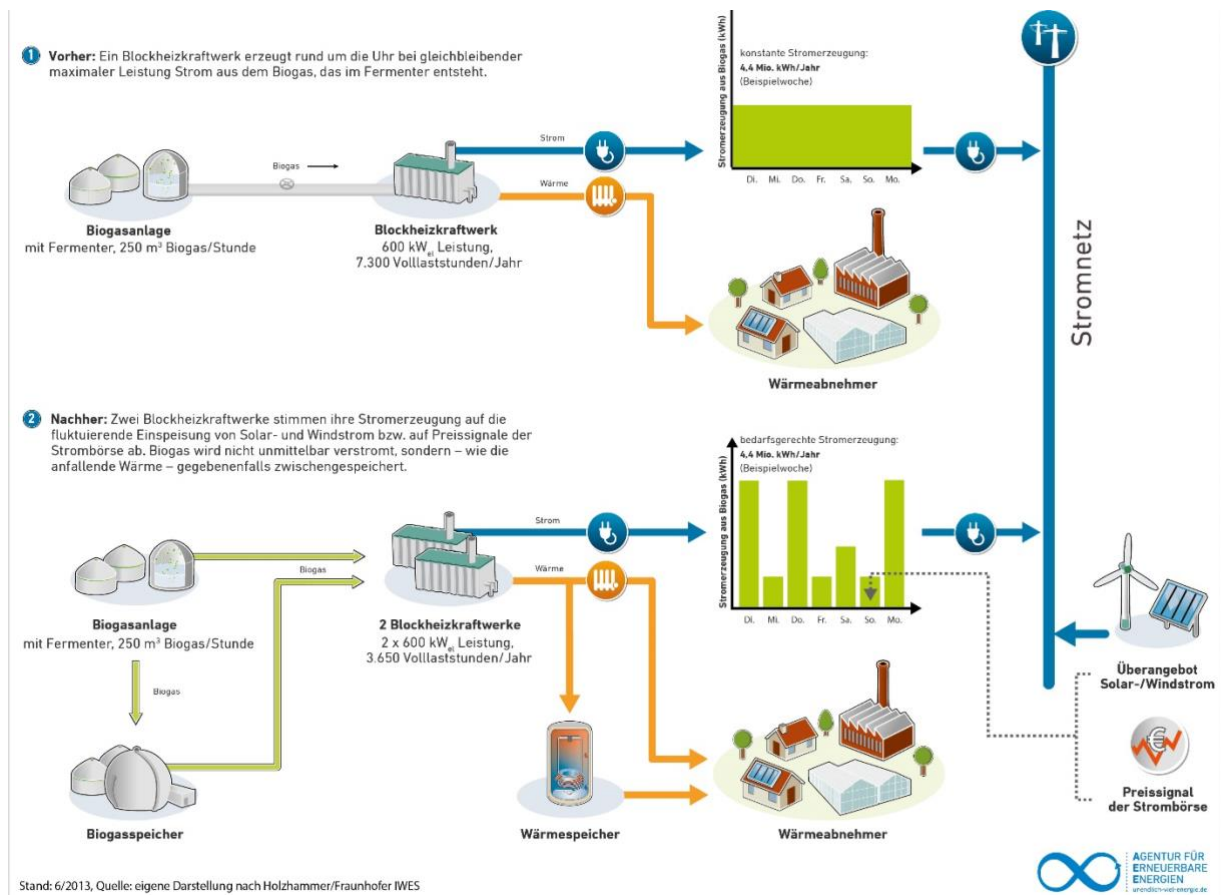


Abbildung 3 : Flexibilisierung einer Biogasanlage [Agentur für Erneuerbare Energien, 2023]

Abbildung 3 veranschaulicht die Transformation einer stetig einspeisenden Biogasanlage (oben) hin zu einer flexiblen Erzeugungsanlage. Erfordert werden drei Elemente: Gasspeicher, größeres BHKW, und Wärmespeicher. Die Integration weiterer lokaler Wärmequellen komplettiert das Speicherkraftwerk. Beispielsweise wird an einer typischen Bestandsanlage mit konstanter Leistung von 0,5 MW ein zusätzliches BHKW mit 1 bis 2 MW installiert. Die Einspeisung kann bei z.B. 2 MW installierter Leistung auf 2.200 Jahresstunden oder im Mittel 6 Tagesstunden konzentriert werden. In der übrigen Zeit füllt die Biogasanlage den Gasspeicher. Das BHKW ruht betriebsbereit. Der Wärmebedarf im Wärmenetz wird aus dem Pufferspeicher bedient. Dieser Wärmepuffer kann auch zur Aufnahme anderer (Ab-)Wärmequellen dienen und damit die Reichweite des Speicherkraftwerks vervielfachen. Die Effizienz wächst, die Stromerzeugungskosten sinken.

Bisher wurden etwa 300 Biogasanlagen zu solchen Speicherkraftwerken entwickelt. Ihr Die tatsächliche Einspeisung und Funktionsweise veranschaulicht das Vorhaben Visuflex¹² (siehe Abbildung 4). Die Kurve des Spotmarktpreises folgt der Residuallast, welche wiederum die Einspeisung der Speicherkraftwerke beeinflusst. Die marktliche Steuerung von Biogasanlagen funktioniert und wird bereits umgesetzt benötigt allerdings die richtigen Anreize (siehe Kapitel 5 & 6).

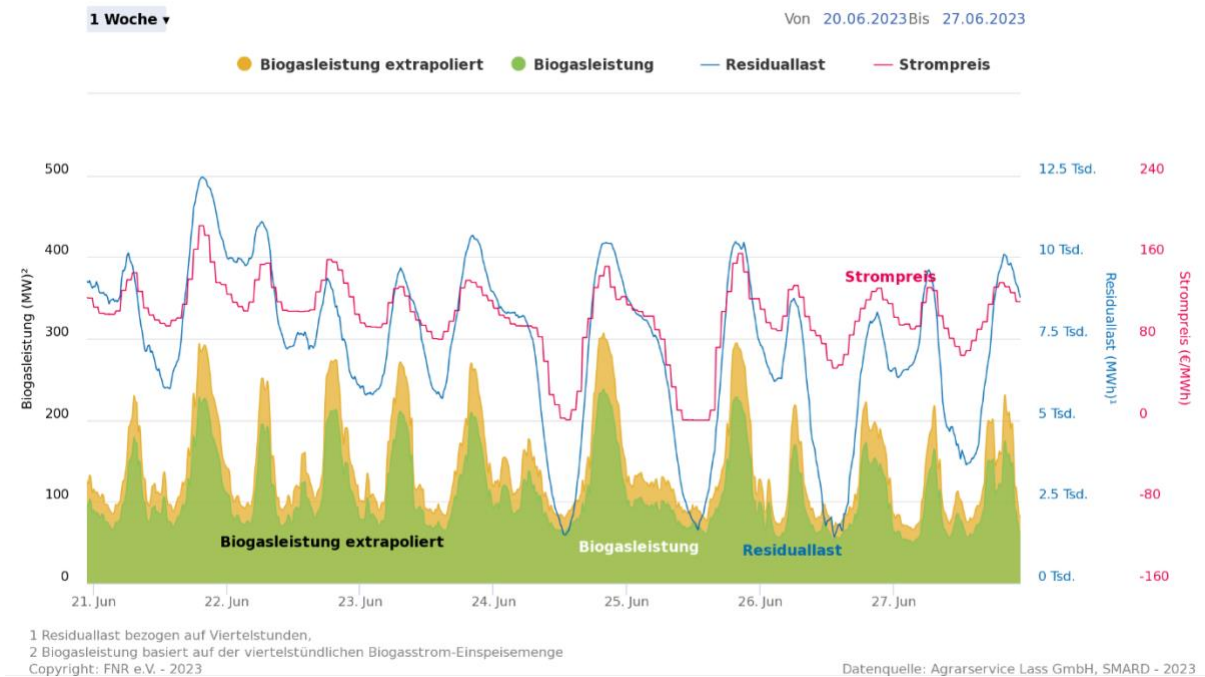


Abbildung 4: VisuFlex: Netz- und Systemdienlichkeit von flexibilisierten Biogasanlagen [FNR, 2023]

Jüngere Speicherkraftwerke flexibilisieren ihre BHKW tendenziell stärker, sodass die installierte Leistung das Achtfache der durchschnittlichen Einspeisung beträgt. Die mittlere tägliche Betriebszeit sinkt auf drei Stunden, die jährliche Betriebsdauer auf gut 1.000 Stunden. Damit besteht Spielraum, die Biogaserzeugung zu steigern oder auch, methanisierten grünen Wasserstoff in der BHKW-Anlage zu verwerten.

Mit der marktorientierten Betriebsweise kann die gesamte Stromerzeugung aus Biogas systematisch auf die Zeiten mit geringer Erzeugung von Wind und Sonne, also mit einer hohen Residuallast konzentriert werden. Die Nutzung der BHKW-Wärme wird über große, daher verlustarme Pufferspeicher zeitlich von der Stromerzeugung entkoppelt. Damit kann Biogas die langfristig dem Wasserstoff zugedachte Rolle im Stromsystem zwischenzeitlich und wesentlich früher übernehmen.

¹² FNR (2023) *Visuflex – Visualisierung*
[<https://visuflex.fnr.de/visualisierung>]

Mit 8 GW installierter Erzeugungskapazität, davon 5,9 GW aus Biogas und Biomethan, hat Deutschland bereits die mit Abstand größte Biogaskapazität Europas. Allerdings werden diese Anlagen in großen Teil in Grundlast gefahren und bieten noch keine optimale Ergänzung zur Abdeckung der Residuallast. Durch den Ausbau in bestehende BHKW-Speicherkraftwerke lässt sich die installierte Leistung bei gleichbleibender Biogasmenge von ~6 GW auf 15 GW steigern und die Anzahl an Volllaststunden pro Jahr auf 1.000 bis 3.000 Stunden reduzieren.¹³ Für die effektive Nutzung dieses Flexibilitätspotenzials muss die installierte Leistung an den Biogasanlagen deutlich erhöht werden. Derzeit liegt diese bei ~1,6 der mittleren genutzten Leistung („Bemessungsleistung“, derzeit 3,9 GW). Davon liegt allerdings ein Teil als „Kaltreserve“ faktisch still. Für eine optimale systemdienliche Nutzung ist ein differenzierter Überbauungsgrad ideal, dessen mittlere Betriebsstundenzahl mit dem zunehmenden EE-Ausbau stetig weiter sinkt. In einem Zieljahr 2030 sollte die Zielgröße zwischen 1.000 und 2.500 Stunden/Jahr liegen, also eine Überbauung vom etwa 4 bis 8-fachen der Bemessungsleistung betragen.

Durch die Überbauung können mit der Flexibilisierung der bisherigen Biogasmenge von 34 TWh/Jahr zusätzlich 9 GW steuerbare Leistung installiert werden. Wird das Potenzial der Bioenergie aus Kreislaufmaterial (siehe Kapitel 4) systematisch erschlossen und hochflexibel verstromt, können weitere 15 GW Leistung hinzugezogen (entsprechend etwa 60 TWh/Jahr Stromerzeugung und etwa gleich viel Wärme) und ein wesentlicher Teil des verbleibenden Erdgasverbrauchs substituiert werden. Bisher plant das BMWK (2023) lediglich mit 6 GW Leistungszubau. Das ist ein richtiger Schritt, allerdings wird das vorhandene Potenzial nicht ausgeschöpft.¹⁴ Bei etwa 50 – 60 TWh zusätzlicher Biogaserzeugung lässt sich ein noch größerer Teil der durch Erdgas verursachten Restemissionen vermeiden. Durch konsequente Auslegung auf Spitzenlastdeckung („Peaker“ mit 500 bis 1.500 Betriebsstunden/Jahr) können damit etwa 20 bis 25 TWh Strom erzeugt und weitere 15 GW Leistung installiert werden.

¹⁴ Agora Energiewende (2022) *Klimaneutrales Stromsystem 2035*
[<https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/klimaneutrales-stromsystem-2035/>]

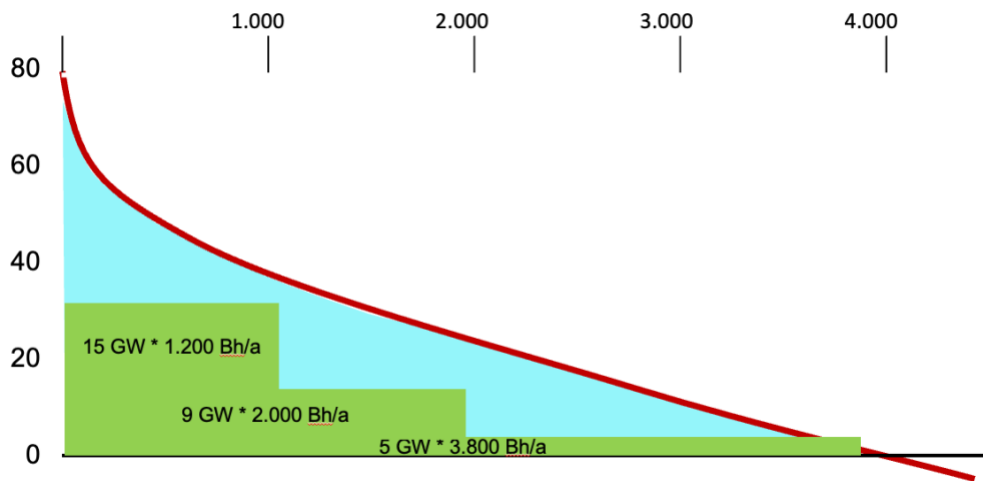


Abbildung 5: Mit der bisherigen Biogasmenge können 15 GW installierte Leistung, flexibel bei Residuallast versorgt werden. Durch die Erschließung von weiteren Substratquellen und konsequente Flexibilisierung kann auch der Brennstoff für 30 GW Residuallastdeckung bereitgestellt werden (symbolische Zuordnung der Laufzeiten) [Szenario 2030 nach Prof. Simon Schramm, Biogasdeckung: Flexperten]

Neben dem systemischen Nutzen bietet Biogas zusätzliche wirtschaftliche Vorteile, bis ein Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und entsprechende Kostendegressionen eingetreten sind. Laut Hochrechnungen werden die Stromentstehungskosten auf Wasserstoffbasis im Jahr 2035 auf 160 - 180 €/MWh geschätzt,¹⁵ während die Vor-Ort-Verstromung aus Biogasanlagen mit Kosten in Höhe von 127 €/MWh verbunden ist.¹⁶

Im Zuge des Ausbaus der fluktuierenden erneuerbaren Energien werden zunehmend Strom-Übermengen, also nicht zeitgleich direkt nutzbare Strommengen entstehen. Dort, wo diese Anlagen überwiegend stehen, nämlich im ländlichen Raum, wachsen die Engpässe im Verteilnetz, das hier vor allem als EE-Erfassungsnetz funktionieren muss. Dort sollten diese Strommengen in Wasserstoff umgewandelt werden, doch es fehlt an der für Transport, Speicherung und ggfs. Verwendung nötigen Infrastruktur.

¹⁵ Ariadne Projekt (2022) *Analyse: Wasserstoff und die Energiekrise – fünf Knackpunkte* (<https://ariadneprojekt.de/publikation/analyse-wasserstoff-und-die-energiekrise-funf-knackpunkte/>)

¹⁶ Fraunhofer ISE (2021) *Stromentstehungskosten Erneuerbare Energien* (https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf)

2.3 Biogas: Speicherkraftwerke entlasten das Netz und fördern den Wasserstoff-Hochlauf

Nahezu unbeachtet ist das Potenzial von Biogas-Speicherkraftwerken, mit ihrer Infrastruktur den Wasserstoff-Hochlauf zu ermöglichen. Insbesondere in Regionen mit tendenziell überlasteten.

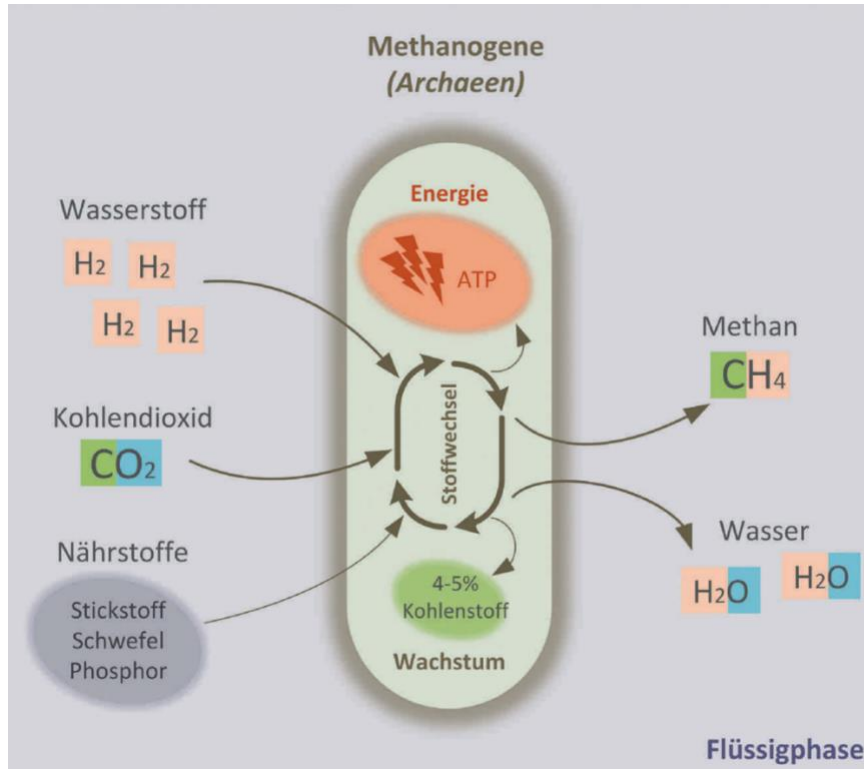


Abbildung 6: Schema der Umwandlung von Wasserstoff zu erdgasgleichem Methan durch harmlose Bakterien [ZHAW, 2016]

Verteilnetzen kann der Strom von EE-Anlagen zu nahegelegenen Biogasanlagen geleitet werden, um dort Wasserstoff zu erzeugen, zu lagern, und zu verstromen. Die bei der Elektrolyse anfallende Wärme wird über das Wärmenetz zur Gebäudeheizung genutzt.

Der lokal nicht fungible Wasserstoff wird in einem biologischen (bakteriellen) Prozess mit dem biogas-eigenen Kohlendioxid (CO_2) zu e-Methan umgewandelt. In dieser Form kann das e-Methan (CH_4) als Wasserstoffträger im Biogasspeicher eingelagert werden. Das e-Methan verdrängt im Speicher das Volumen, das durch den Verbrauch des Kohlendioxids entnommen wurde. Ohne größeres Speichervolumen wird also die energetische Reichweite der Biogasanlage etwa verdoppelt. Vermischt mit dem Biogas kann daraus in den BHKW der lokalen Speicherkraftwerke flexibel bedarfsgerecht Strom-, und höchst effizient auch Wärme für das angeschlossene Wärmenetz erzeugt werden. Entsprechende Technologien befinden sich bereits seit einigen Jahren in der praktischen Erprobung und stehen, wirtschaftliche Rahmenbedingungen vorausgesetzt, vor dem

Rollout.¹⁷¹⁸ Damit wird der dezentrale Wasserstoff-Hochlauf durch Biogas-Speicherkraftwerke besonders kostengünstig und vom aufwändigen (H₂ und Strom-)Leitungsausbau unabhängig.

Bei zunehmender EE-Gewinnung und wachsender Effizienz der Wärmenutzung können auch generelle Energieüberschüsse entstehen. Bei relevanten Mengen kann das Bio- und e-Methan in das Gasnetz eingespeist werden. Steht dies nicht (mehr) zur Verfügung, kann dies in einem weiteren Schritt auch zu Methanol (flüssig) weiterverarbeitet werden, als Treibstoff dienen oder per LKW an industrielle Verbrauchsstellen abtransportiert werden.

¹⁷ Bayerisches Landesamt für Umwelt (2022) *Bayerischer Energiepreis 2022 verliehen*
[https://www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/aktuelles/865/bayerischer-energiepreis-2022-verliehen#:~:text=Die%20Preisträger%202022&text=Der%20Hauptpreis%20geht%20an%20die,die%20industrielle%20und%20kommunale%20Wärmeversorgung.]

¹⁸ Reverion (2023) *Technologie*
[<https://reverion.com/de/technologie/>]

Zusammenfassend können folgende Kosteneffekte durch die Weiterentwicklung des Anlagenbestands und des Ausbaus der Speicherkraftwerke erschlossen werden

- Mit der Transformation der Biogasanlagen zu Speicherkraftwerken werden dauerhafte Einspeiser abgeschaltet und machen das Netz frei für den Ausbau von Wind- und PV-Anlagen. Dadurch können die Kosten für Redispatch und Abregelungen eingespart werden.
- Die fein granulare Verteilung der Standorte im ländlichen Raum nutzt zeitlich versetzt dieselben Leitungskapazitäten, die für die Erfassung der Erneuerbaren Energien ohnehin vorhanden sind oder in Kürze ausgebaut werden.
- Schon lange vor der Abschaltung der Kohlekraftwerke wird die steuerbare Leistung an vielen Tausend Standorten der Biogasanlagen vergrößert. Das Bieterfeld wächst und sorgt für wettbewerblich geprägte günstigere Marktpreise im Strom- und Wärmemarkt.
- Die Emissionsminderung von etwa 20 Mio. to gegenüber Erdgas entlastet den Emissionshandel ETS. Das senkt die ETS-Preise, damit die Kosten für die Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken und dämpft nachfolgend auch die Verbraucherpreise.
- Speicherkraftwerke können mit minimalem Aufwand vor Ort nicht nutzbare EE-Strommengen in Wärme umwandeln und nutzbar machen.
- Das günstige Wärmeangebot aus Speicherkraftwerken dämpft die Folgekosten des GEG im ländlichen Raum und senkt den staatlichen Unterstützungsbedarf.
- Schon bald werden Speicherkraftwerke Strom von benachbarten EE-Anlagen aufnehmen und in Wasserstoff umwandeln, der dann wahlweise zu Bedarfsträgern transportiert, oder vor Ort gespeichert und in KWK rückverstromt werden kann. Der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft wird durch flexible Speicherkraftwerke begünstigt, ohne dass dafür der aufwändige Infrastrukturaufbau abgewartet werden muss.
- Die hohen Stückzahlen bei den BHKW-Anlagen dämpfen die Investitionskosten des zukünftigen Kraftwerksparks. Die modernen Motoren der BHKW kombinieren sehr hohe energetische Wirkungsgrade mit der nötigen Flexibilität. Damit sind sie den typischen größeren Kraftwerkstypen überlegen.
- Die Wärmerlöse aus der Kraft-Wärmekopplung ergänzen die Stromerlöse. Das senkt die Kosten der Stromerzeugung und schlägt auf die Marktpreise durch
- Die Wertschöpfung im ländlichen Raum ist vielfältig und kann erheblich zu den Kosten des anstehenden Strukturwandels in der Landwirtschaft beitragen. So werden aus Rest- und Abfallstoffen, aus Naturschutzflächen und Zwischenfrüchten durch die energetische Nutzung zur Biogaserzeugung neue Deckungsbeiträge generiert. Strom- und Wärmeerlöse, der Düngewert aus den Gärprodukten, Betriebsausgaben, Gewinne und Steuern bleiben bei den Unternehmen, ihren Dienstleistern und den Gebietskörperschaften vor Ort.

3. Wärme

3.1 Ziel: kommunale Netze für kostengünstige postfossile Wärme

Das Zielbild des dekarbonisierten Wärmesektors und dessen systemische Herausforderungen zeichnet sich ähnlich zum Stromsektor. Während laut Fahrplan der Bundesregierung ~ 6 Millionen Wärmepumpen bis 2030 installiert werden sollten, haben die Diskussionen zum Gebäudeenergiegesetz dafür gesorgt, dass ein technologieoffener Ansatz, einschließlich der weiteren Verbrennung von Gas zu Heizzwecken, offenbleibt.

Laut Gebäudeenergiegesetz dürfen „H2-ready“-Gasheizungen bis einschließlich Ende 2034 weiterhin mit Erdgas betrieben werden, was die Dekarbonisierung des Sektors erheblich verzögern wird. Wesentlich mehr Potenzial liegt in der kommunalen Wärmeplanung, mit der Kommunen vorhandene Potenziale für eine klimaneutrale Wärmeversorgung und ihre Nutzung in entsprechenden Wärmenetzen ermitteln. Die kommunale Wärmeplanung wird zwar in großen Teilen Deutschlands erst nach 2028 vollzogen sein, wird aber bereits stark gefördert. Das Interesse auch der noch nicht verpflichteten Kommunen an Wärmenetzen ist spürbar. Gerade im ländlichen Raum können Wärmenetze mit erneuerbaren Energien konzipiert und durch Wärme aus Speicherkraftwerken abgesichert werden.

Aufgrund der in §§ 30 und 31 der kommunalen Wärmeplanung festgelegten Nutzungshierarchie für Biomasse in Wärmenetzen ist die Biomasseeinspeisung in längere Wärmenetze (ab 20 km) begrenzt. Das bezieht sich allerdings auf die Befürchtung von Pfadabhängigkeiten durch Festlegung von großen Stoffströmen in die direkte Verbrennung und ist daher für nachhaltige Biogas-Speicherkraftwerke nicht sinnvoll. Bei der Nahwärmeversorgung mit lokalen KWK-Anlagen sind die Netze meist kleiner. Daher kann Biomasse bisher faktisch ohne Restriktionen genutzt werden. Speicherkraftwerke werden wegen der fluktuierenden Stromnachfrage mit Großwärmepuffern ausgestattet, die gleichzeitig die Integration von weiteren Umweltwärmequellen bieten. In solchen Wärmenetzen wird die Biogaswärme je nach lokalen Gegebenheiten einen Anteil von 20 bis 80 % beitragen.

Ähnlich wie im Stromsektor ist das Erreichen der Klimaziele im Wärmesektor maßgeblich von der Verfügbarkeit von Wasserstoff abhängig. Nachfolgend wird das Papier aufzeigen, wie durch die verstärkte Nutzung von Biogas die Abhängigkeiten zu Erdgas abgebaut werden können.

3.2 Biogas: Speicherkraftwerke als Rückgrat der Wärmeversorgung

Im Jahr 2022 wurden lediglich 17 % der Wärme und Kälte (ohne Sekundärenergieträger) aus erneuerbaren Energien gewonnen. Der Großteil dieser Erzeugung wurde mit 82,5 % durch überwiegend reine Verbrennung von Biomasse bereitgestellt. Biomasse ist daher in der derzeitigen Wärmeplanung unabdinglich. Insbesondere der durch die Covid-19 und Energiekrise angestiegene Anteil an erneuerbaren Energien im Wärmesektor ist auf Biomasse zurückzuführen, 72,5 % des gesteigerten Bedarfs wurde durch die Nutzung von Biomasse abgedeckt.¹⁹ Diese Steigerung ist großenteils auf die wenig effiziente Holzverbrennung zurückzuführen. Dies kann großenteils durch die nachhaltigere und effizientere KWK-Biogaswärme substituiert werden. Im Zielbild des nachhaltigen Wärmesektors soll Holz lediglich ergänzend bzw. zur Absicherung der Spitzenlast genutzt werden.

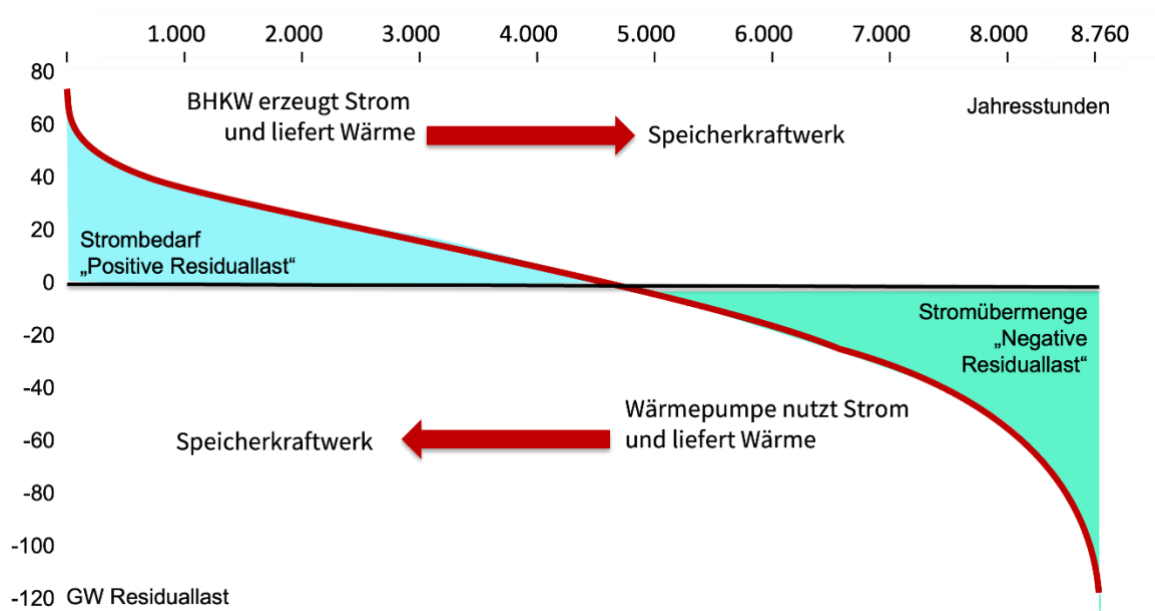


Abbildung 7: Bei Strommangel kommt die Wärme aus den KWK-Speicherkraftwerken. In Stromüberschusszeiten können Wärmepumpen heizen, Elektrolyseure ihre Abwärme beisteuern (PtG) und bei Spitzeneinspeisung der Strom direkt zu Wärme umgewandelt werden (PtH)

Flexible Blockheizkraftwerke (BHKW) ermöglichen die Erzeugung von regenerativer Wärme, welche in Großpuffern gespeichert und systemdienlich durch lokale Wärmenetze verteilt werden kann. Diese Biogas-Speicherkraftwerke bieten auch langfristig klimaschonende Perspektiven, indem überschüssige Energie in Wärme umgewandelt wird (PtG) oder mit effizienten Großwärmepumpen die KWK-Wärme ergänzt. Ein Großteil der ~ 10.000 Biogasanlagen refinanziert sich über die Stromerzeugung in BHKW und ist bereits für die gekoppelte Gewinnung von Strom und Wärme konzipiert.

¹⁹ BMWK (2023) Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland
[https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html]

Ähnlich wie im Stromsektor lassen sich auch Synergien mit der Wasserstoffwirtschaft nutzen. Bei der Gewinnung von Wasserstoff durch Elektrolyse entsteht ein Energieverlust in Form von Abwärme. Über die Wärmepuffer von Speicherkraftwerken lässt sich diese Wärme im örtlichen Nahwärmenetz nutzbar machen. Die bisherigen Maßnahmen der Bundesregierung im Wärmesektor sind trotz GEG noch unzureichend. Laut dem Prüfbericht des Expertenrats für Klimafragen überschreitet der Sektor das CO₂-Budget bis zum Jahr 2030 um ~ 35 Mt CO₂-Äq.²⁰. Dies wird durch die fortgesetzte Verwendung von Erdgas im Gebäude- und im Stromsektor begründet. Mit einer Ausschöpfung der Potenziale und dem effizienten Einsatz von Biogas in Speicherkraftwerken kann der Ausstieg aus fossilem Erdgas früher gelingen. Teure Strafzahlungen oder die volkswirtschaftliche Belastung mit hohen THG-Preisen können vermieden werden.

Zur Schließung dieser Ziellücke kann die Umwandlung des bestehenden Biogas-Kraftwerkparks in regenerative Speicherkraftwerke einen wichtigen Beitrag leisten. Beim Umbau der Biogas-Bestandsanlagen können durch die kommunale Wärmeplanung und wachsende Wärmeerlösen etwa 15 TWh bisher nicht genutzter Wärme mobilisiert werden. Dadurch können zusätzliche 9 GW an steuerbaren Leistungen ohne Steigerung der Biogasmenge installiert werden.

An bestehenden Biogasanlagen wird die Wärme oft nur teilweise genutzt. Ein signifikanter Teil wird über die Kühler „vernichtet“, weil Wärmebedarfe noch unzureichend erschlossen sind. Weitere BHKW haben zwar eine Wärmenutzung, laufen aber ganzjährig konstant, obwohl in den Wärmenetzen jahreszeitlich im Sommer weniger Wärmebedarf besteht. Ein weiterer Teil der Wärme wird für Trocknungsprozesse oder andere nachrangige Wärmenutzungen eingesetzt, könnte jedoch höherwertig in Wärmenetzen verwertet werden.

Nach Abzug des Wärmebedarfes für die Beheizung der Fermenter entsteht eine externe Wärmenutzung von etwa 22.9 TWh im Jahr²¹, obwohl in den BHKW bei einer Jahresstromerzeugung von 33 TWh eine komplementäre Wärmemenge von etwa 40 TWh entsteht. Nach Abzug der prozessnotwendigen Fermenterheizung verbleibt ein bisher ungenutztes Potenzial von etwa 10 TWh/Jahr.

Insgesamt können die 15 GW Speicherkraftwerke bei einer mittleren und flexiblen Betriebsdauer von 2.200 Stunden/Jahr²² aus der derzeit erzeugten und verstromten Biogasmenge damit weitere etwa 10 TWh/a Wärme zusätzlich bereitstellen.

²⁰ Expertenrat für Klimafragen (2023) *Prüfbericht 2023 für die Sektoren Gebäude und Verkehr*
[<https://www.expertenrat-klima.de/publikationen/>]

²¹ Fachverband Biogas (2023) *Wärmenutzung*
[[https://www.biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/\\$file/03%20Waermenutzung.pdf](https://www.biogas.org/edcom/webfwb.nsf/id/DE_Branchenzahlen/$file/03%20Waermenutzung.pdf)]

²² FNR (2018) *Flexibilisierung von Biogasanlagen*
[https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Broschuere_Flexibilisierung_Biogas_Web.pdf]

Allerdings bedeutet die im August 2023 angekündigte Steigerung der Leistung für Biogas und Biomethan in Höhe von 6 GW noch keinen effektiven Ausbau der Bioenergie, da die höhere installierte Leistung für die zukünftig notwendige Flexibilität des fortlaufenden Bestands benötigt wird. Die bisherigen Rahmenbedingungen ermöglichen noch keinen Nettozubau der Biogasmenge, sondern würden zu einem stetigen Schwund der erzeugten Menge führen. Mit einer Steigerung der Biogasmenge durch konsequente Erschließung von verfügbaren gärfähigen Kreislaufmaterialien, also einer höheren Strommenge, könnten hingegen weitere 25 TWh Wärme erzeugt werden. Durch die Erschließung und Integration des Biogaspotenzials in Wärmenetze lässt sich die Abhängigkeit von fossilem Erdgas weiter abbauen.

Während Biogas systemische Vorteile im Strom und Wärmesektor bereitstellt, ist die Vereinbarkeit mit dem Natur- und Artenschutz, sowie der Biodiversität ebenso wichtig und hebt Biogas entscheidend von anderen Energieträgern ab.

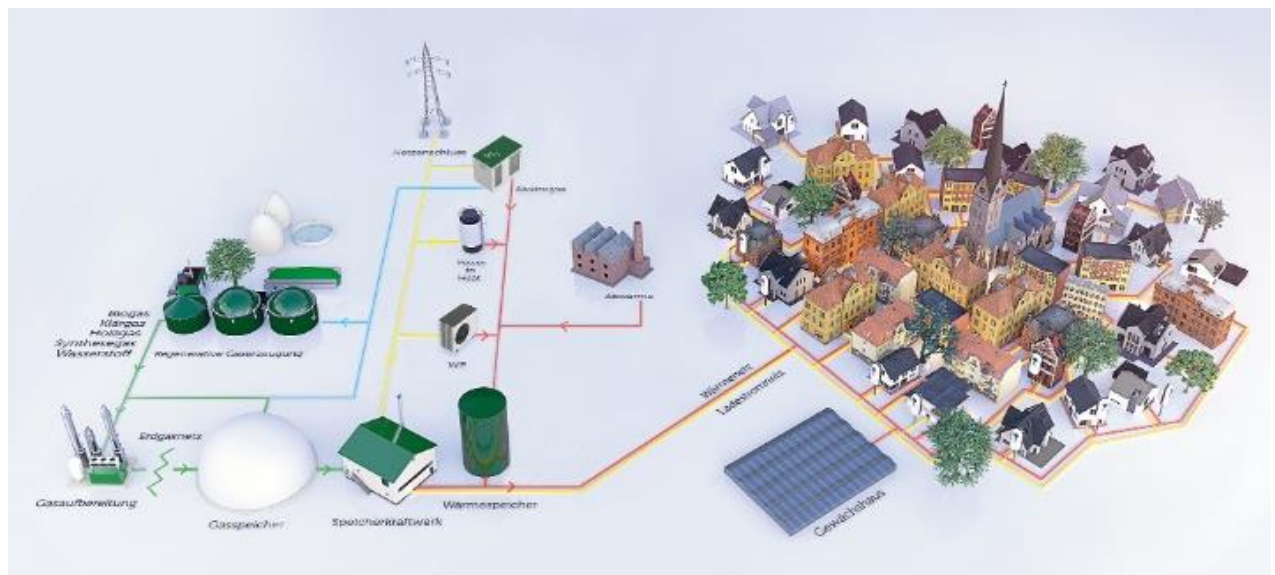


Abbildung 8 : Biogas-Speicherkraftwerks mit lokalem Wärmenetz, PtH, Elektrolyseur, Methanisierung und Anbindung an das Erdgasnetz. [Energetik Ingenieurgesellschaft, 2023]

4. Stoffströme und Landwirtschaft

4.1 Ziel: Biogas und Naturschutz versöhnen, Emissionen senken

Die Kritik an der Biomassenutzung in der öffentlichen Diskussion zielt insbesondere auf das begrenzte Potenzial, sowie die scheinbar geringe Flächeneffizienz ab. Beispielsweise kann auf gleicher Fläche mit einer PV-Freiflächenanlage unstreitig etwa 50-mal mehr Strom, oder 20-mal mehr Nutzenergie erzeugt werden. Diese Betrachtung ignoriert allerdings die Speicherung, also die zeitlich wählbare Verfügbarkeit von Biomasse. Auch der Beitrag von Pflanzenkulturen bzw. dem Wald für den Natur- und Artenschutz werden außer Acht gelassen. Im Folgenden werden diese Zusatznutzen und Umweltsystemleistungen der zunehmend nachhaltigen Biogasgewinnung abseits des Strom- und Wärmesektors aufgezeigt.

Die Bundesregierung hat im Oktober 2022 das Eckpunktepapier zur Nationalen Biomassestrategie (Nabis) zur Entwicklung eines effizienten und nachhaltigen Umgangs mit Biomasse vorgestellt.²³ Demnach ist die stoffliche Nutzung der energetischen Nutzung von Biomasse vorzuziehen. Dieser Ansatz zielt insbesondere auf feste Biomasse (insbesondere Holz) ab, die prioritär für Bauwerke, Gebrauchsgegenstände oder Papier genutzt werden soll. Die energetische Nutzung durch Verbrennung steht somit am Ende des Lebenszyklus. Auch pflanzliche Öle und flüssige Rohstoffe sollten zuerst stofflichen Nutzen oder der Nahrungsmittelbeschaffung dienen. Allerdings wird Biogas durch Zersetzungsprozesse gewonnen, die im Rahmen der natürlichen Zyklen ohnehin geschehen. Damit sind Energieerzeugung und Klima- und Biodiversitätsschutz keine Antagonisten, sondern können bei Biogas auf besondere Weise gleichermaßen erreicht werden.

Insbesondere die langfristige Bindung von Kohlenstoff im Boden gewinnt verstärkt an Bedeutung. Der Humusanteil trägt hierbei als Speichermedium für Kohlenstoff bei. Derzeit ist auf den meisten als Ackerland genutzten Flächen der Humusanteil gering (1 bis 4 %)²⁴ und nimmt stetig ab. Der abnehmende Kohlenstoffgehalt bedroht das Klima, die Bodenfruchtbarkeit, die Wasserspeicherfähigkeit des Bodens, und folglich auch dem Hochwasserschutz.

Das Potenzial des Bodens als natürliche CO₂-Senke kann allerdings durch nachhaltige Bewirtschaftung erschlossen werden. Kohlenstoff wird beim Wachstum von Pflanzen durch die Photosynthese in Pflanzen und Boden gespeichert. Beim Abbau der organischen Substanz wird ein Teil des Kohlenstoffs wieder an die Atmosphäre abgegeben, ein Rest wird im Humus dauerhaft gespeichert. Humus besteht zu 58 % aus Kohlenstoff, demnach gilt, je höher der Humusanteil im Boden, desto größer ist dessen Potenzial als natürliche Senke. Besonders die ökologisch wertvollen

²³ BMWK (2022) *Eckpunkte für eine nationale Biomassestrategie*
[https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Wirtschaft/nabis-eckpunktepapier-nationale-biomassestrategie.pdf?__blob=publicationFile&v=1]

²⁴ Umweltbundesamt (2022) *Humusstatus der Böden*
[<https://www.umweltbundesamt.de/daten/flaeche-boden-land-oekosysteme/boden/humusstatus-der-boeden#humusfunktionen-und-gehalte-von-boden>]

Kulturen, wie Dauergrünland, mehrjährige Blühpflanzen, Zwischenfrüchte und Untersaaten tragen durch Bodenbedeckung und Erosionsschutz, durch ihr Nährstoffmanagement und das Wurzelwerk zum Humusaufbau bei.

4.1 Biogas: mehr Energie und Klimaschutz aus ökologisch wertvollem Kreislaufmaterial

Derzeit wird ein großer Teil der Biogaserzeugung aus Anbaubiomasse gewonnen, also energetisch sehr produktiven, konventionell und nur zu diesem Zweck angebauten Früchten, wie beispielsweise Mais. Die Kritik an einem Übermaß an Mais in der landwirtschaftlichen Fruchtfolge ist in einzelnen Regionen durchaus berechtigt. In den meisten übrigen Regionen ist aber auch Mais in der Fruchtfolge sinnvoll und kaum nachteiliger als andere Marktfrüchte oder Futtermittel aus konventioneller Landwirtschaft. Dennoch stehen die für Biogasgewinnung angebauten Kulturen in der gleichen Kritik wie der ertragsoptimierte intensive konventionelle Landbau.

Die Knappheit der Agrarflächen geht hauptsächlich darauf zurück, dass 60 % des Flächenbedarfs dem Futtermittelanbau für die Tierhaltung dienen. Dennoch besteht unabweisbar auch für Anbaubiomasse eine Substitutionskonkurrenz zum Flächenbedarf für Extensivierung, biologischen Landbau, Biodiversität, Moorvernässung und andere ökologisch wertvolle Flächennutzungen. Es ist also sinnvoll, prioritär Biomasse zu nutzen, die flächenneutral aus unverzichtbaren Nutzungen als Neben- oder Zwischenprodukte anfallen. Solche ökologisch wertvollen Materialströme entstehen in der Tierhaltung, als Nebenprodukte von Nahrungspflanzen, im notwendigen Schnitt des Aufwuchses von Naturschutzflächen und vernässten Mooren. Dieses Biorecycling bleibt naturgemäß quantitativ begrenzt. Die aktuellen Einschätzungen der Begrenzung reflektiert aber den bisher niedrigen Wert der damit gewonnenen Bioenergie und der damit erzielten Klimaschutzeffekte.

Daher wirbt die Biogasbranche selbst für einen Umstieg auf vorhandene Reststoffe wie Gülle, Mist, Stroh, und Zwischenfrüchte und verbesserte ökonomische Anreize. Diese sind der klassischen Anbaubiomasse energetisch und ökonomisch unterlegen, tragen allerdings maßgeblich zur Förderung von Artenvielfalt, Bodenqualität, und der Gewinnung von natürlichen Düngemitteln bei.²⁵ Auch werden die im pflanzlichen Lebenszyklus natürlichen Zersetzungsprozess anfallenden klimaschädlichen Gase (v.a. CO₂, CH₄, N₂O) eingefangen und energetisch nutzbar gemacht.

Die nachhaltige Erzeugung und Nutzung von Biomasse bilden die Grundlage für die Zielsetzungen in den Bereichen Klimaschutz, Biodiversität, und Energiewende. Da das nachhaltig verfügbare Potenzial von Biomasse begrenzt ist, bleibt der effiziente und zielgerichtete Einsatz von Biomasse

²⁵ Biogas Forum Bayern (2023) *Biogasproduktion im ökologischen Landbau*
[https://www.biogas-forum-bayern.de/De/Fachinformationen/BiogasimokologischenLandbau/oekobetrieb-gaerprodukt-reststoffe_PflanzenbaulicheAspekteederBiogasproduktionimokologischenLandbau.html]

notwendig. Dieses Potenzial ist jedoch deutlich vielfältiger und höher als bisher angenommen. Ein Vergleich verschiedener Studien und Methoden zeigt, dass das ungenutzte, noch erschließbare Potenzial allein aus Abfall- und Reststoffen zwischen 24 TWh und 93 TWh liegt.²⁶ Durch die Ausschöpfung des Potenzials aus Abfall- und Reststoffen und die gezielte Nutzung von natürlichen Kreisläufen kann die Biogasmenge um weitere 50 bis 100 % gesteigert werden, ohne den sukzessiven Ausstieg aus Anbaubiomasse zu konterkarieren.

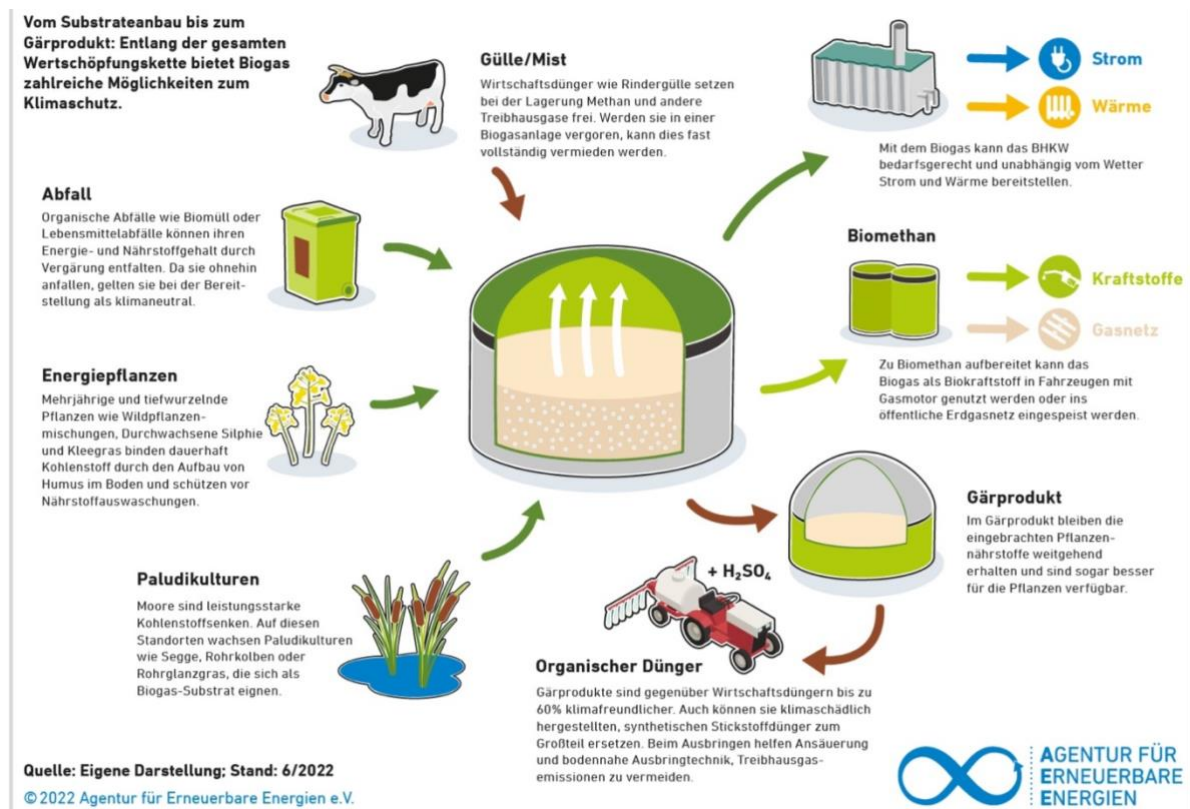


Abbildung 9 : Klimaschutz mit Biogas [Agentur für Erneuerbare Energien, 2023]

Für Betreiber der BHKW-Speicherkraftwerke wird der Einsatz von nachhaltigen Substraten mit einem stetig sinkenden “Maisdeckel” bereits regulatorisch gefordert. Wesentlich effizienter wäre, wenn der regional maximal mögliche Anteil ökologisch wertvoller Substrate durch einen Zuschlag auf die Förderung ökonomisch angereizt würde.

Während der konventionelle Anbau von Biomasse in Flächenkonkurrenz zum Naturschutz steht, kann die Ausweitung von Biogas durch Nutzung von Aufwuchs von Stilllegungsflächen, Naturschutzkulturen, Blühpflanzen, und bunter Biomasse sowohl den Naturschutz, die Förderung der Artenvielfalt, Humusaufbau und Hochwasserschutz begünstigen. Beispielsweise können in der Fruchtfolge des ökologischen Landbaus vorkommende Zwischenfrüchte wie Leguminosen (Klee

²⁶ NRW.ENERGY4CLIMATE (2023) *Nachhaltiger Einsatz von Biomasse*
[<https://www.energy4climate.nrw/fileadmin/Industrie-Produktion/Der-nachhaltige-Einsatz-von-Biomasse-cr-nrwenergy4climate.pdf>]

oder Luzerne) durch die Stickstofffixierung die Bodenqualität verbessern. Statt diese unterzupflügen, wird die aufgewachsene Biomasse in der Biogasanlage genutzt, bevor die nährstoffreichen Gärreste als natürlicher Dünger in den Ackerbau zurückgeführt werden. Gärreste verbessern im Vergleich zu Mineraldüngern die Bodenstruktur und damit das Lebensumfeld für Bodenmikroorganismen.²⁷ Die Einsparung der energieintensiv erzeugten künstlichen Dünger bringt weitere THG-Minderung.

Der Anbau von Zwischenfrüchten und Untersaaten verbessert die Bodenbedeckung, mindert die Erosionsneigung und Nitratauswaschung, was die Qualität von Grund- und Oberflächenwasser steigert.²⁸ Diese ökologisch wertvollen Substrate dienen primär ökologischen Zwecken und stehen nicht im Konflikt mit der Nahrungs- und Futtermittelproduktion oder anderen Flächennutzungen, wie der erneuerbaren Energieerzeugung durch Photovoltaik.

Zusätzlich sucht die Bundesregierung nach Wegen, um die enormen Treibhausgasmengen aus den in der Tierhaltung anfallenden tierische Exkremente zu vermeiden. Auch diese Reststoffe können als Substrat genutzt werden. Dabei wird das abgegebene Methan im Rahmen des Biogasprozesses verwertet, der Ausstoß des klimaschädlichen Gases also stark reduziert. Dies wird allerdings in Altanlagen nur schematisch mit dem Güllebonus gefördert, und derzeit durch die Anforderungen der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) indirekt gefordert. Darüber hinaus gehender Einsatz zur THG-Minderung wird derzeit bei der Verwendung von Biogas für Strom und Wärme nicht honoriert. Das bewirkt einen adversen Anreiz gegen den hocheffizienten Einsatz in Speicherkraftwerken (siehe unten).

Das folgende Fallbeispiel verdeutlicht, wie die nachhaltige Nutzung von Biomasse ohne Nutzungskonkurrenz mit der stofflichen Nutzung bzw. der Nahrungs- und Futtermittelproduktion steht.

²⁷ FiBL (2014) *Nachhaltige Biogaserzeugung – Ein Handbuch für Biolandwirte*
[<https://www.fibl.org/fileadmin/documents/shop/1638-biogaserzeugung.pdf>]

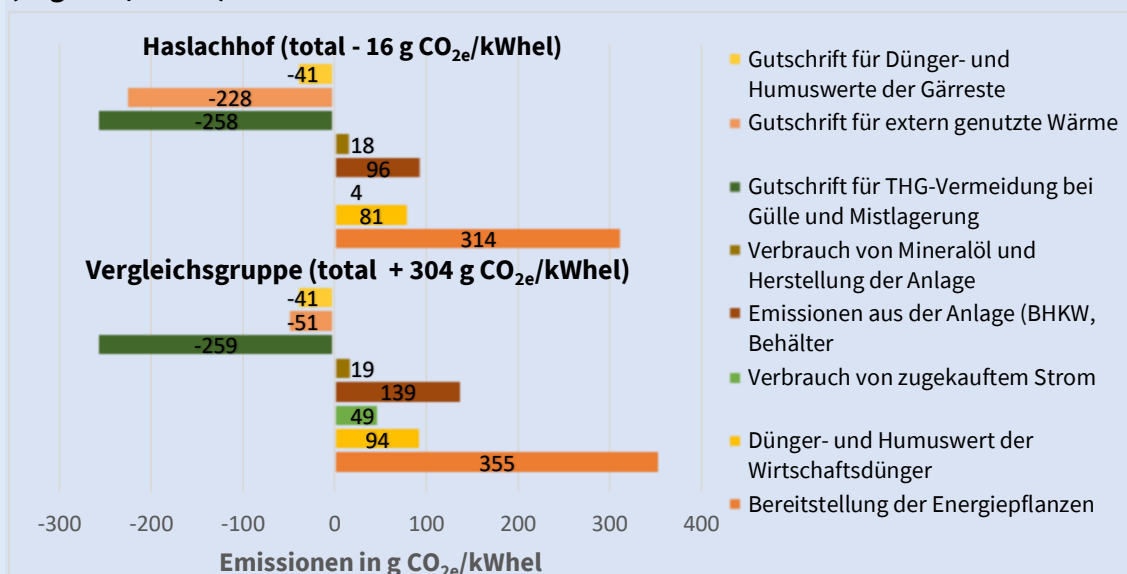
²⁸ Ibid.

Best Practice Beispiel des Haslachhofs der Familie Wiggert

Die Vorzüge von nachhaltigen Substraten und einem Fokus auf zirkulären Praktiken werden am Fallbeispiel vom Haslachhof der Familie Wiggert deutlich. Der Betrieb steht damit exemplarisch für die Zukunft des Biogassektors. Die direkte Gegenüberstellung zu vergleichbaren Biogasanlagen zeigt, dass ein hoher Anteil an Monokulturen nicht nötig für die effiziente Nutzung von Biogas ist. Im Haslachhof wird nur ~1/8 der Branchenüblichen Maissilage energetisch verwertet. Stattdessen werden primär Klee-Luzern-Grassilage (2.6x über Branchenstandart), Grünroggensilage (465x über Branchenstandart), und Rindermist (3.16x über Branchenstandart) in die Fermenter eingefüllt und vergärt. Die Blockheizkraftwerke ermöglichen die flexible Nutzung der Energie, und führen zu einer produzierten Leistung von ca. 4.4 Mio kWh Strom pro Jahr. Die zusätzliche anfallende Abwärme wird in das städtische Nahwärmenetz eingespeist und substituiert ~430.000 Liter Heizöl jährlich.

Diese Nutzung von alternativen Substraten und Bereitstellung von Wärme für das Nahwärmenetz senken den CO₂-Fußabdruck in den negativen Bereich. Zeitgleich wird durch die nachhaltige Fruchtfolge Luzern-Klee-Gras wirtschaftlich verwertet und als organischer Dünger genutzt. Der Humusgehalt auf den Ackerflächen des Haslachhofs liegt bei ca. 4 bis 8 % und damit deutlich über dem deutschen Durchschnitt von ca. 1 bis 4 %. Dadurch kann mehr CO₂ im Boden gebunden werden, zudem wird durch die regelmäßige Zufuhr von organischem Material die langfristige Kohlenstoffbindung sichergestellt.

Klimabilanz der Vergleichsgruppe und dem Haslachhof getrennt nach Emissionsquellen (in g CO_{2e}/kWhel)



Oft stehen Biogasanlagen in der Kritik, dass die Energiegewinnung in direkter Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion steht. Dies ist am Haslachhof gerade nicht der Fall, denn der erste Heuschnitt wird zur Verfütterung an Mutterkühe genutzt, während der für Tiere weniger attraktive zweite bzw. dritte Schnitt der Biogasproduktion zugeführt wird. Auch Luzern-Klee-Gras wird nicht speziell für die Gaserzeugung angebaut, sondern dient primär der Einhaltung einer sinnvollen Fruchtfolge und wird anschließend in der Biogasanlage verwertet. Energiepflanzen stehen hier in keiner Konkurrenz mit der Nahrungsmittelproduktion, sondern stellen durch nachhaltige Betriebspraktiken eine positive Ergänzung dar.

Daten auf Grundlage der Website des Haslachhofs

[<https://www.haslachhof.de/energieerzeugung.html>] und der Klimabilanz 2019 [https://www.haslachhof.de/assets/klimabilanz-7-19_-biogas-wiggert.pdf]

5. Aktuelle Hürden für Biogas

Die vorangegangenen Kapitel haben insbesondere die wirtschaftlichen und systemischen Vorteile von Biomasse offengelegt. Allerdings existieren weiterhin eine Reihe an Hürden und Konflikten, welche die flexible Fahrweise von Biogasanlagen beeinträchtigen. Diese Hürden werden in den nachfolgenden Kapiteln thematisiert und anschließend in politischen Handlungsempfehlungen münden.

5.1 Zinsen und Inflation: Wirtschaftlicher Engpass in Biogasanlagen

Das EEG als Förderinstrument richtet sich an erneuerbare Energien wie Wind und PV, deren Erzeugungsanlagen nach der Installierung nur geringe Betriebskosten verursachen. Mit der auf 20 Jahre garantierten Zahlung der Einspeisevergütung kann die Finanzierung der Erstinvestitionen gesichert und finanziert werden. Für Biogasanlagen wurde dieser Anreiz zwischenzeitlich zu einem Problem: Der Großteil der Erzeugungskosten für Strom aus Biogas entsteht aus den eingesetzten Rohstoffen, Arbeitsleistung und Betriebskosten. In Zeiten geringer Inflation konnte das durch Produktivitätsfortschritte ausgeglichen werden.

Durch einen Inflationsschub 2021/22 stiegen jedoch die Faktorkosten für Betriebsmittel und Investitionsgüter in der Landwirtschaft um etwa 45 %²⁹. Das konnten manche Betriebe durch höhere Erlöse ausgleichen, da zeitweilig der Strompreis die feste EEG-Vergütung überstieg. Nach der Gasmangellage 2022 sind die Erlöse im Jahr 2023 wieder deutlich zurückgefallen. Die Kosten hingegen sind überwiegend um 25 - 30 % höher geblieben als vor der Krise.

Die Erlöse sinken weiter, wenn Anlagen nach einer Ausschreibung in eine zweite Förderperiode wechseln, während der Aufwand für die wachsenden Umweltauflagen weiter steigt (sinkender Maisdeckel, Massenbilanzen nach Biostrom-Nachhaltigkeitsverordnung, AwSV). Biogasbetreiber, die ihre Anlagen zu Speicherkraftwerken weiterentwickelt haben, konnten ihre Wirtschaftlichkeit durch zusätzliche Erlöse aus der Lieferung von Strom zu Zeiten hoher Markterlöse und der häufig besseren Verwertung von Wärme stabilisieren.

Doch die Transformation von bestehenden Biogasanlagen zu Speicherkraftwerken ist trotz einer Verbesserung im EEG 2021 inzwischen zum Erliegen gekommen. Das wichtigste Förderinstrument für Bestandsanlagen, die Flexibilitätsprämie, ist durch ihr System wirkungslos geworden. Inzwischen ist der Flexibilitätszuschlag an dessen Stelle getreten. In der zweiten Förderperiode bietet dieser aber nur 10 Jahre Sicherheit, was die Kreditwürdigkeit der Anlagenbetreiber und folglich auch die Finanzierung von Modernisierungsinvestitionen untergräbt.

²⁹ DBFZ (2022) Kurzstudie zur Rolle von Biogas für ein klimaneutrales, 100 % erneuerbares Stromsystem
[https://www.dbfz.de/fileadmin/user_upload/Referenzen/Studien/Kurzstudie_Biogas_2022.pdf]

Dadurch droht in den kommenden Jahren die Stilllegung eines Großteils der vorhandenen Biogasanlagen und der Verlust von Anlagevermögen im Wert von 10 Mrd. € (geschätzter Restwert).

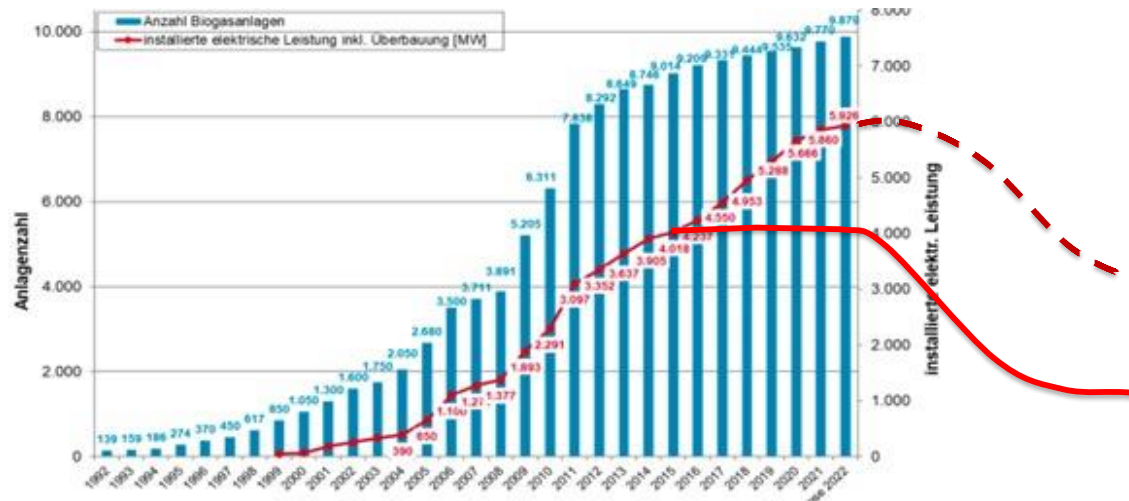


Abbildung 10: Entwicklung des jährlichen Zubaus von Biogasanlagen in Deutschland [Fachverband Biogas, 2023]

Seit einem Jahrzehnt werden praktisch keine neue Biogasanlagen oder neue Satellitenanlagen gebaut. Bei nicht flexibilisierten Anlagen geht die Biogasmenge durch die EEG-Regelung systematisch zurück.

Unter Inkaufnahme von Risiken aus der langfristigen Festlegung konnten Investoren bisher mit Hilfe von 20 jährlichen Raten à 65 € pro kW installierte Leistung in der Niedrigzinsphase einen Barwert von knapp 1.200 €/kW darstellen. Durch den Inflationsschub 2021/2022 von 25 % und den Zinsanstieg von etwa 1 auf fast 5 % wurde dieser Barwert jedoch nahezu halbiert. Daher stagniert auch die Flexibilisierung, also der Zubau installierter Leistung.

In Kürze wird eine große Zahl von Anlagen aus den starken Inbetriebnahmejahren 2005 bis 2012 das Ende der EE-Förderung erreichen. Ohne eine sinnvolle Perspektive werden die Betreiber nicht in der Lage sein, die Investitionen für die hohen Anforderungen einer zweiten Förderperiode zu finanzieren.

Die jüngste Ausschreibung für Biogasanlagen war zwar überzeichnet. Das lag jedoch nicht an Neuanlagen, sondern weil die Förderperiode vieler alter Bestandsanlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2003 und 2008 zwischen 2023 und 2028 ausläuft. Gebote für eine 10-jährige Verlängerung sind ab dem 5. Jahr vor Ende der ersten Förderperiode möglich und stand Bieter aus mehreren Inbetriebnahme-Jahrgängen offen. Viele Bieter wollten die wirtschaftlich nachteilige Degression der Vergütung und Absenkung des Maisdeckels von 40 % auf 35 % ab dem Zuschlagsjahr 2024 vermeiden. Die Überzeichnung war also eine zeitliche Ballung und kann daher keineswegs eine

auskömmliche Gebotssituation anzeigen. Darauf weist auch die geringe Teilnahme von Neuanlagen hin.

Um ein großes Bieterfeld und kostendämpfenden Wettbewerb im Strommarkt zu erreichen, ist eine angepasste Investitionsförderung unverzichtbar, um die Potenziale von Biogas für die Versorgungssicherheit und die Wärmewende zu heben.

Ohne eine Anpassung an die Kaufkraft vor der Krise ist keine erneute Investitionsdynamik zu erwarten. Um eine vergleichbare Wirkung zu erzielen, müsste der Flexibilitätszuschlag von diesen Einflüssen bereinigt werden und heute (2023) 120 €/kW betragen.

5.2 Adverse Effekte des parallelen Fördersystems im Treibstoffsektor

Einen akuten Beitrag zur Verunsicherung im Biogasmarkt verursachte die Novelle der 38. BImSchV. Die nationale Umsetzung der europäischen RED II, die im Jahr 2015 das Biokraftstoffquotengesetz abgelöst hat, regelt die THG-Emissionsminderung von Treibstoffen. In der RED wurde eine THG-Minderungspflicht für Mineralölimporteure festgelegt, die stufenweise bis 2030 auf 25 % Minderung steigt und voraussichtlich noch weiter verschärft wird.

Diese Minderungspflicht ist handelbar und darf durch zertifizierte THG-Minderungen von Treibstoffen erfüllt werden. Biomethan, das aus Gülle, Mist und Reststoffen gewonnen wird und im Transportsektor eingesetzt wird, kann eine besonders hohe THG-Minderung nachweisen. Das führte zu einem attraktiven Markt für THG-Zertifikaten zur Erfüllung der verschärften Minderungsquoten. Wenn nun Biogas zu Biomethan aufbereitet, in das Gasnetz eingespeist, und an anderer Stelle als Treibstoff im Verkehrssektor verwendet wird, werden handelbare THG-Minderungszertifikate generiert. Diese werden von den Quoten-verpflichteten Mineralölkonzernen gekauft. Daher ist der Preis für energiereiche bzw. transportwürdige Reststoffe wie Mist, HTK, und Stroh stark angestiegen. Der Verkauf von Biogas aus diesen Substraten an den Treibstoffsektor wurde damit attraktiver als die Umwandlung in Strom und Wärme.

Ein ähnliches Vergütungssystem für besondere THG-Minderungen bei der Erzeugung von Strom oder Wärmeversorgung aus Gülle, Mist, und Reststoffen gibt es bisher nicht. Diese bisher günstigen Rohstoffe werden daher nun von Biomethananlagen begehrt und steigen folglich im Preis. Damit verlieren Biogasanlagen im Stromsektor ihre kostengünstigen Substrate und somit an Wirtschaftlichkeit. Dieser Mechanismus bedroht die Strom- und Wärmeerzeugung. Zudem verknappt dadurch eingespeistes Biomethan für die KWK-Anwendung und hat dort zu drastischen Preissteigerungen geführt.

Folgerichtig wurde in den letzten drei EEG-Ausschreibungsrunden für stromerzeugende Biomethananlagen kein einziges Gebot abgegeben. Dieser Misserfolg ist multifaktoriell auf die Gasmangellage, Abwanderung in den Treibstoffsektor, sowie unvorteilhafte Vergütung und Ausschreibungskriterien zurückzuführen.³⁰

Für die systemdienliche Nutzung von Biomasse braucht es allerdings nicht nur eine Fortführung des Bestands, sondern insbesondere eine Überbauung der Bestandsanlagen und den Bau von Neuanlagen. Zudem endet bei einem Großteil der betriebenen Biogas-BHKW Anlagen innerhalb der nächsten fünf Jahre der zwanzigjährige Förderzeitraum nach dem EEG. Die Anlagen sind technisch intakt, allerdings droht die Stilllegung, da die Wirtschaftlichkeit (sinkende Höchstgebotspreise) ohne entsprechende Anreize und in der Nutzungskonkurrenz mit dem Treibstoffsektor fehlt.

³⁰ Dena (2023) *Marktmonitoring Bioenergie 2023*

[https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2023/ANALYSE_Marktmonitoring_Bioenergie_2023.pdf]

5.3 Hemmnisse beim Netzzugang – trotz Netzentlastung

Durch Erzeugungsleistung von Wind- und Photovoltaikanlagen wächst zu immer häufigeren Zeiten über die bisherige Kapazität der Verteilnetze hinaus. Sie dienen als Erfassungsnetze für regenerative Energien und hinken dem beschleunigten EE-Ausbau hinterher. Wollen Betreiber von Biogasanlagen im Zuge der Flexibilisierung die installierte Leistung erhöhen, müssen sie eine kostenpflichtige Netzverträglichkeitsprüfung nach § 5 EEG beantragen. In den meisten Fällen wird die Netzverträglichkeit negativ beschieden. Dann kann dem Biogasanlagenbetreiber durch den Netzbetreiber ein neuer Einspeisepunkt zugewiesen werden, was mit Kosten und Aufwand für den Anlagenbetreiber verbunden ist.

Außer Acht gelassen wird, dass flexible BHKW-Anlagen systemdienlich genutzt werden und bei hoher Belastung der Netze nicht einspeisen. In diesen Zeiten hoher EE-Einspeisung sind die Strompreise niedrig und der Betreiber hat kein Interesse an der Einspeisung. Nur in seltenen Einzelfällen kann es vorkommen, dass die Strompreissignale nicht an die Netzauslastung angepasst sind. Die Rechtslage verpflichtet jedoch die Netzbetreiber zu einem unbedingten Einspeisevorrang, was im Fall von volatilen, nicht steuerbaren Erzeugern durchaus sinnvoll ist. Bei Missachtung würde sich der Netzbetreiber theoretisch schadensersatzpflichtig machen.

Bei steuerbaren Biogasanlagen ist diese Regelung kontraproduktiv und verhindert die sinnvolle und entlastende Flexibilisierung von bisherigen Dauerläufern. Daher sollten Netzbetreiber verpflichtet werden, jegliche zusätzliche steuerbare Leistung ans Netz zu nehmen, wenn die eingespeiste Strommenge gleichbleibt. Im Gegenzug darf der Netzbetreiber im unwahrscheinlichen Fall des Betriebes in einer Phase der nachweisbaren Auslastung durch erneuerbare Einspeiser die steuerbaren Erzeuger entschädigungsfrei abregeln.

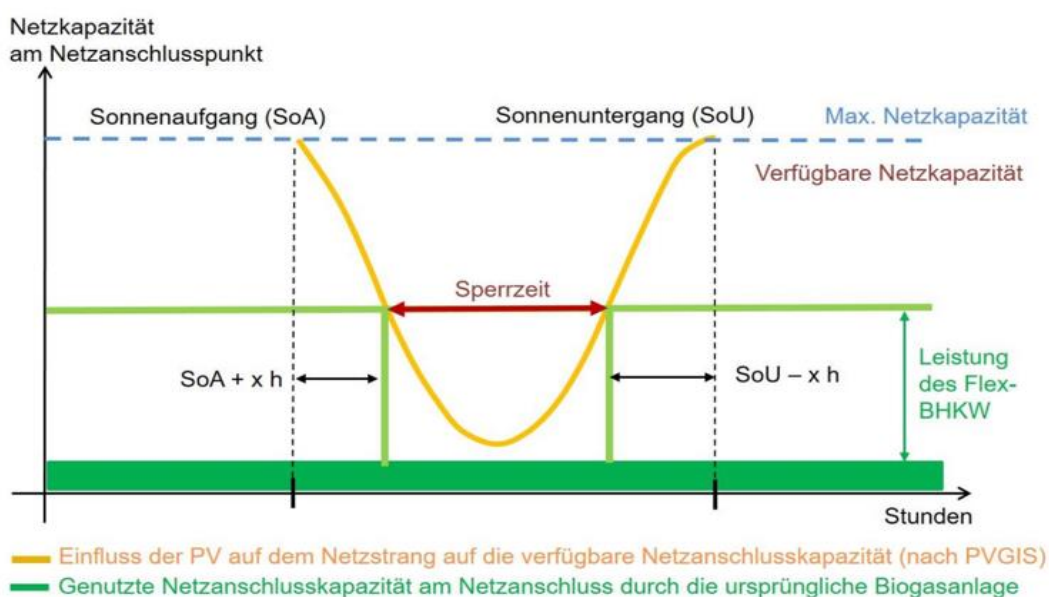


Abbildung 11: Netzkapazität am Netzzugangspunkt einer Biogasanlage

Der Netzzugang von flexiblen Biogasanlagen sollte aufgrund ihrer systemischen Aufgabe vereinfacht werden und an eine flexible Fahrweise und potenzielle Abregelung geknüpft werden. Da viele Netzbetreiber mit der Steuerung einer Mehrzahl kleinerer Erzeugungsanlagen oft überfordert sind, kann vereinfachend eine Sperrzeit festgelegt werden, in der durch den Neigungswinkel der Sonne die im Stromkreis einspeisenden PV-Anlagen unter ihrer Maximalleistung bleiben und daher systemnotwendig genügend Kapazität zur Verfügung steht. In den übrigen Zeiten vor und nach Sonnen-Höchststand und bei klarem Himmel würde der Biogasbetreiber vertraglich auf die Einspeisung verzichten. Die Bundesnetzagentur als Regulierungsbehörde sollte den Netzbetreibern zur Auflage machen, den flexibilisierungswilligen Betreibern solche “Netzintegrationsvereinbarung” oder “konditionierte Einspeisezusagen” anzubieten.

5.4 Imageproblem: irreführender Flächeneffizienzvergleich mit Photovoltaik

Biogas wird sehr häufig und populär kritisiert, weil der Flächenaufwand im Verhältnis zum Energieertrag zu hoch ist. Oftmals wird der PV-Sektor als Vergleich herangezogen. Eine eindimensionale Betrachtung der Strommenge und des Flächenbedarfs zeichnet ein negatives Bild des Biogassektors (Erzeugung 28 TWh vs. 20 TWh bei Fläche 1.5 Mio. ha vs. 0.03 Mio. ha). Diese Kritik unterschlägt sowohl die durch Biogas bereitgestellte Speicherkapazität, die Flexibilität und den sicheren Beitrag zur Versorgung mit Strom und Wärme.

Zudem sind die Kosten der Stromerzeugung aus Wind und PV sehr schnell gesunken und heute bei einem Bruchteil der Kosten für Strom aus Biogas-BHKW. Dabei wird nicht berücksichtigt, dass heute die Verfügbarkeit von ausreichend Wind und Sonne der entscheidende Preisbildungsfaktor geworden ist. Stehen die volatilen Energiequellen ausreichend zur Verfügung, sinkt der Strompreis auf nahe Null, zweitweilig gar darunter. In den Zeiten ohne die wetterabhängigen Energiequellen ist der Strom drastisch teurer. Da Biogasanlagen zunehmend in diesen Zeiten einspeisen, hat der Strom zur Residuallastdeckung einen vielfach höheren Wert.

Zusätzlicher Strom aus solarer Strahlung kann den Strom nicht ersetzen, der nach Sonnenuntergang oder in einer dunklen Flaute für die Residuallast benötigt wird. Selbst PV-Anlagen mit Batterien können dies nur für einen eingeschränkten Zeitraum.

Die Rolle von Biogas-Speicherkraftwerken für ein klimaneutrales Stromsystem ist allerdings eine grundauf andere. Sie können im Energiesystem nur mit Gasturbinen für die Stromerzeugung und Heizkesseln für die Wärmeversorgung verglichen werden. Deren Kosten, und damit die Marktpreise, wachsen mit der Verteuerung der immer knapperen Emissionszertifikate.

Dennoch ist es umweltpolitisch sinnvoll, Biogas nicht nur aus Anbaubiomasse und konventionellem Landbau zu gewinnen. Die landwirtschaftlichen Flächen sollen vorrangig zur Extensivierung der Bodennutzung eingesetzt werden: für Artenvielfalt, Naturschutz, Moorvernässung, Biolandbau.

Mit dem angeregten Umstieg von Anbaubiomasse auf ökologisch wertvolle Substrate (öWS, Kreislaufmaterialien) wird jegliche Flächenkonkurrenz vermieden. Ein nachhaltiger und zirkulärer Biogassektor nutzt Biomasse von Flächen, die normalerweise ungenutzt bleiben, die primär dem Naturschutz dienen, oder Reststoffe von Flächen, die für Nahrungs- und Futtermittelproduktion genutzt werden.

Das Vorurteil der geringen Flächeneffizienz von Biogas basiert auf einem unvollständigen Vergleich mit dem PV-Sektor, in dem die fundamental unterschiedlichen systemischen Rollen von volatiler und steuerbarer Erzeugung nicht bedacht werden. Die Beiträge von Kreislaufmaterial für Biogas zum Natur- und Artenschutz, zur Emissionsminderung bei natürlichen Zersetzungsprozessen der Landwirtschaft, zur Nährstoffversorgung anstelle künstlicher Dünger, zur Bodenfruchtbarkeit, Humusbildung, als natürliche CO₂-Senke und zur Entlastung des Grundwassers müssen angemessen gewichtet werden.

5.5 Sollte Biogas besser ins Erdgasnetz?

In der Frühphase der Entwicklung des Biogas-Anlagenbestands wurden Projekte einzig auf die Erzeugung des Stroms zum festen Einspeisetarif konzipiert. Die Wärmeauskopplung spielte eine untergeordnete Rolle, war wirtschaftlich uninteressant und musste mit einem Bonussystem gefördert werden ("KWK-Bonus").

Damit entstand der verbreitete Eindruck, dass die Stromerzeugung in Biogas-BHKW wenig effizient sei, weil im ländlichen Raum die Wärme nicht benötigt werde. Zudem seien eventuell andere Einsatzbereiche für das Biogas sinnvoller, die man schwerer auf direkte Stromversorgung umstellen könne, wie der Transportsektor und Hochtemperatur-Anwendungen. Biogas könnte auch aufbereitet und ins Gasnetz eingespeist werden, um dort fossiles Erdgas überflüssig zu machen.

Auch die Europäische Kommission sieht den entlastenden Beitrag von Biogas für den Klimaschutz (fit for 55) in der gesteigerten Erzeugung von Biogas und dessen Einspeisung in das Erdgasnetz ("RePowerEU"). Die Kommission hat ein Ziel von 35 Mrd. Kubikmeter Biomethan pro Jahr ausgegeben, bei dem die Verwendung von etwa 9,5 Mrd. Methan im Biogas bisher übersehen wird.

Der Blick auf ausschließlich eingespeistes Biomethan übersieht den realen Effekt von Biogas völlig. In einem SKW wird aus der Energie einer Kilowattstunde (kWh) im BHKW 0,4 kWh_{el} Strom erzeugt. Dafür muss in üblichen Gasturbinen etwa 1,2 kWh fossiles Gas eingesetzt werden. Aus derselben Kilowattstunde Biogas werden im SKW weitere etwa 0,5 kWh_{th} für Raumwärme in Gebäuden genutzt, die am Wärmenetz angeschlossen werden. Diese Wärme würde ansonsten mit dem Einsatz weiterer 0,5 kWh fossilem Gas in Gaskesseln der Gebäude erzeugt. Damit erspart das Speicherkraftwerk mit einem effizienten BHKW vor Ort den Verbrauch von etwa 1,7 kWh Erdgas – und damit dessen Entnahme aus dem Gasnetz.

Würde man stattdessen Biogas ins Gasnetz einspeisen, erfordert dies weiteren Energieeinsatz für Reinigung und Druckerhöhung. Im Ergebnis kommen bei der Gasnetzeinspeisung aus 1 kWh Biogas etwa 0,95 kWh Biomethan im Gasnetz an, die zusätzlich aus Importen bezogen werden müssen.

Im Vergleich sorgt 1 kWh Biogas im SKW dafür, dass 1,7 kWh Gas weniger importiert werden müssen. (Das gilt für den sehr verbreiteten Fall, dass die konventionelle Alternative in der Nutzung von Erdgas besteht. Bei Kohlekraftwerken oder einer erdgasbetriebenen BHKW-Anlage, Biomasse-Heizung oder einer Wärmepumpe ändern sich die Referenzwerte.)

Es gibt also genügend Gründe, die bisherige Präferenz für die Aufbereitung von Biogas und Einspeisung ins Gasnetz kritisch zu hinterfragen, wenn durch die SKW vor Ort *etwa der doppelte energetische Effekt* erzielt werden kann.

6. Handlungsempfehlungen

Die nachfolgenden Handlungsempfehlungen zielen primär auf zwei Ziele ab. Zum einen soll die nachhaltige und flexible Fahrweise von Biogasanlagen durch den Gesetzgeber gefördert werden. Zum anderen soll die energetische Nutzung im Wärme- und Stromsektor gleiche Wettbewerbsbedingungen mit dem Treibstoffsektor erhalten, damit der notwendige Beitrag von Biogas zum Erreichen der Klimaziele geleistet werden kann.

Die bisher vorgesehenen Verbesserungen im Solarpaket 1 sind Schritte in die richtige Richtung, reichen jedoch bei Weitem nicht aus, weshalb folgende politische Handlungsempfehlungen erarbeitet wurden.

6.1 EEG-Reform

6.1.1 - Sofortmaßnahmen! Ausschreibung anschieben:

1. Das **Ausschreibungsvolumen** für Biogas darf nicht sinken, sondern muss erhöht werden, damit Bestandsanlagen erhalten und Neuanlagen angereizt werden.
 - 1.1. Die **Begrenzung der VOLLASTSTUNDEN** in den Biomethan-Ausschreibungen wird für alle Neuanlagen auf das Niveau des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes **erhöht** (2.500 VOLLASTSTUNDEN).
 - 1.2. Das Volumen der erfolglosen Biomethan-„Peaker“-Ausschreibung sollte in einer **gemeinsamen Biogas- und Biomethanausschreibung** zusammengefasst werden.
 - 1.3. Die Diskriminierung von Geboten außerhalb der **Südregion** wird abgeschafft, sowohl die Südquote in den regulären Biomasse-Ausschreibungen als auch die Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion.
2. Die Vergütung wird an die gestiegenen Kosten angepasst.
 - 2.1. Die Gebotshöchstwerte in den regulären Biomasse-Ausschreibungen werden ggü. den aktuellen Höchstwerten im Jahr 2023 um 10 % angehoben. Analog werden die Sätze der Festvergütung erhöht (entspricht 20 % ggü. dem EEG 2023; wie von der BNetzA empfohlen).
 - 2.2. Der Flexibilitätzuschlag wird an Inflation und Zinssteigerung angepasst und auf 120 €/kW erhöht, um den weiteren Zubau von Flexibilität zu ermöglichen.
 - 2.3. Es werden Optionen geprüft, auch die Kostensteigerungen bei bereits bezuschlagten Anlagen sowie Anlagen im ersten Vergütungszeitraum aufzufangen.
3. Neue Anreize zur Vergärung ökologisch besonders wertvoller Substrate.
 - 3.1. Es wird ein **Kostenbeitrag** für die Vergärung ökologisch besonders wertvoller Substrate eingeführt, auch für bereits in Betrieb genommene Anlagen und bezuschlagte Gebote. Für die Mehrkosten von **Kreislaufmaterialien, Humusbildung** und die energetische Verwertung des Aufwuchses von **Biodiversitätsmaßnahmen** sollte dieser bei **5 ct/kWh** liegen.
 - 3.2. Auf den Mindestanteil in der **Sondervergütungskategorie zur Vergärung von Gülle** sollten ökologisch besonders wertvolle Substrate uneingeschränkt anrechenbar sein, die Obergrenze des Sondertarifs deutlich angehoben werden.
4. Für „**Biomethan-Peaker**“ (Ausschreibung 1.12.2021) muss die Realisierungsfrist um 18 Monate verlängert werden.

Für die kommende Gesetzgebung

6.1.2 EEG-Novellierung

1. Zur Qualitätssicherung sollte der erhöhte **Flexibilitätszuschlag** an Bedingungen geknüpft sein:
 - energetischen Gesamtnutzungsgrad muss über 80 % liegen
 - die Förderung ist auf **250 bis 2.500 Jahresbetriebsstunden begrenzt**
 - Die Marktprämie entfällt bei negativem DA-Börsenpreis ab der ersten Stunde (§ 51)
2. Das Ausschreibungsdesign sollte anhand folgender Punkte angepasst und vereinfacht werden:
 - Endogene Mengensteuerung auf 5 % absenken oder abschaffen.
 - Wahlrecht, vom Monatsmarktwert- in den Jahresmarktwert zu wechseln
3. Die **Förderung der Flexibilisierung** von Bestandsanlagen muss **neu gestartet werden**
 - Anlagen, die bereits vor dem 01.01.2021 zusätzlich installierte Leistung zur Flexibilitätsprämie angemeldet haben, sollen zusätzliche flexible Leistung zubauen und für die gesamte Zusatzleistung die Flexibilitätsprämie in Höhe von $10 \cdot 130 \text{ €/kW}$ in Anspruch nehmen können. Die Flexibilitätsprämie wird auf die EEG-Restlaufzeit der 1. FP verteilt.
4. **Kleinen Bestandsanlagen bis 500 kW Bemessungsleistung wird die Teilnahme am Ausschreibungsverfahren erleichtert.** Für diese Anlagen sollte der anzulegende Wert nicht ihrem Gebot entsprechen, sondern dem höchsten noch bezuschlagten Gebot in der jeweiligen Ausschreibungsrunde.

6.2 Energiewirtschaftsrecht

Netzbetreiber müssen **flexible BHKW sofort anschließen**, und diese bei Bedarf und nachgewiesener Überlastung **entschädigungsfrei abregeln**.

6.3 Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung

Bemessungsleistung statt installierter Leistung als Grenze für die Nachweispflicht heranziehen (2 MW FWL = 800 kW Bemessungsleistung)

6.4 Fair Play gegenüber Quotenerlösen im Transportsektor

THG-Minderungsquote wird auch für Strom aus **Biogas** oder **Wasserkraft** (38. BImSchV) anerkannt. Das gilt auch für durchgeleiteten, zeitgleichen Ladestrom.

Alternativ besteht die Möglichkeit einer ähnlichen Vergütung (etwa 250 €/to) für die zusätzliche THG-Minderung, wenn die THG-Minderung über den Biogas-Standard der BioSt-NachV (70 % Minderung) hinausgeht.

6.5 Mittelfristige Weiterentwicklung

- Steigenden CO₂-Preis langfristig festlegen (als Referenzwert für Wärmeverkauf)
- de minimis-Grenze für landwirtschaftliche Biogasanlagen mit Wärmenetz in der Hand von kommunalen oder Bürgerwärmegenossenschaften auf **max. 1 MW Bemessungsleistung** anpassen oder max. 175 GWh/Anlage
- Umstellung auf Förderkontingent: 175 MWh/kW je Anlage, frei verteilbar
- Planungs- und Genehmigungszeiten müssen vereinfacht und verkürzt werden.

Dieses Papier entstand in Kooperation zwischen dem Netzwerk Flexperten und DWR eco.

Netzwerk Flexperten

Die Flexperten stärken die öffentliche Wahrnehmung der KWK als Bestandteil der Energiewende, wir steigern die Aufmerksamkeit, das Vertrauen und die Kompetenz der Betreiber, Investoren und Planer für die Flexibilisierung. Mit Informationsveranstaltungen, individuellen Erstberatungen möchten wir auf die wirtschaftlichen (sowie ökologischen) Vorteile der Flexibilisierung aufmerksam machen. Das Netzwerk aus Planern, der Wirtschaft und der Wissenschaft ermöglicht uns firmenneutral zu informieren und durch den Erfahrungsaustausch die Kompetenz des Netzwerkes zu erhöhen.

Zudem setzen wir uns für die Verbesserung der Rahmenbedingungen und der Förderinstrumente für Biogas und KWK ein. Im Austausch mit unserem Netzwerk erarbeiten und empfehlen wir Weiterentwicklungen für aktuelle Förderinstrumente im EEG und KWK-G. Geschäftsstelle ist die meta-i.d. Ökologische Innovation GmbH. Das Netzwerk Flexperten ist mit sämtlichen Auftraggebern und maximaler Transparenz im Lobbyregister des deutschen Bundestages unter der Registernummer R003843 eingetragen.

Website

flexperten.org

Kontakt

Uwe Welteke-Fabricsius, Sprecher
uwf@flexperten.org

DWR eco

DWR eco ist eine Boutique Beratung mit Fokus auf Energiewirtschaft, Verkehr und Mobilität, PropTech, Circular Economy und Carbon Removal. Wir unterstützen Unternehmen, Organisationen, Start-ups, VCs und deren Portfoliounternehmen ihre Geschäftsmodelle zu beschleunigen, Märkte zu erschließen und sich in der Politik, in den Medien oder im Markt zu positionieren. Unser Team besteht aus PR- und Marketingexperten, politischen Strategen und Wirtschaftsanalysten.

Website

dwr-eco.com

Kontakt

Marcel Florian Loehr, Consultant Public Affairs
loehr@dwr-eco.com