

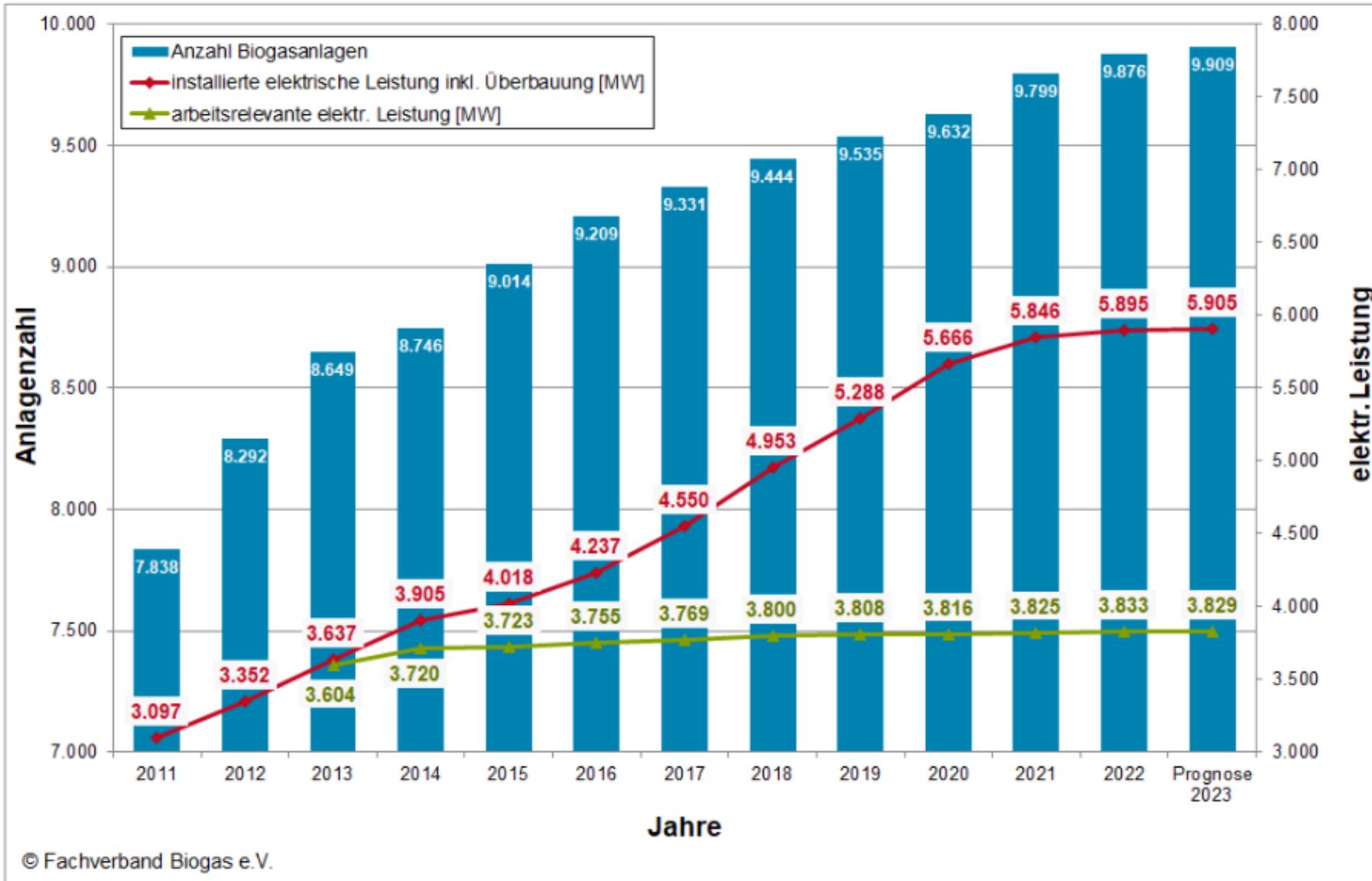
Aktuelle politische Situation – Wo liegt die Zukunft für die Biogasbranche?

Ingo Baumstark

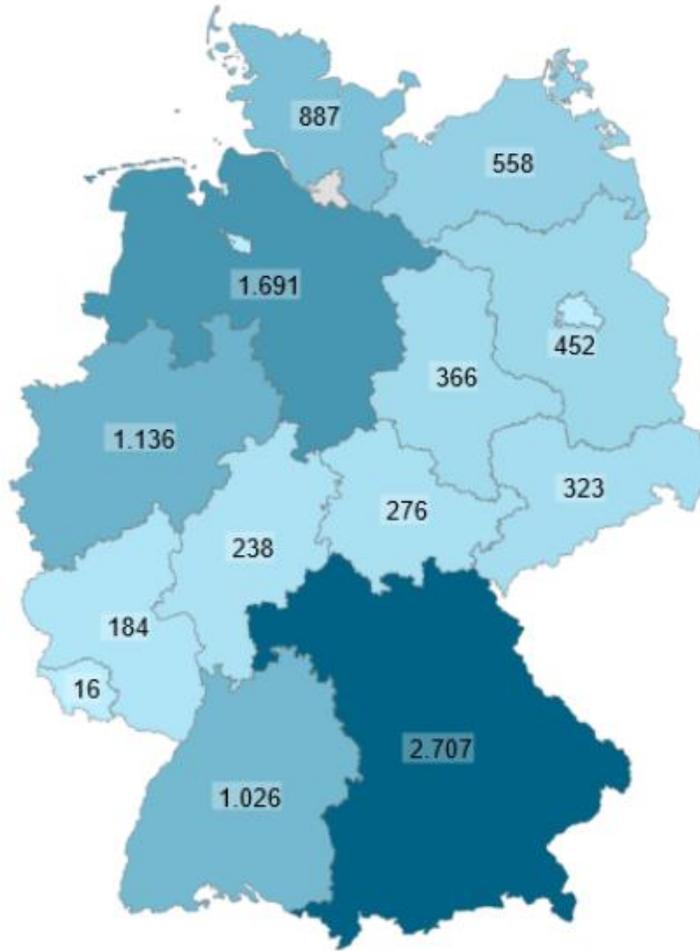
Regionalreferent Ost, Fachverband Biogas e.V.



Entwicklung der BGA-Zahl und der installierten elektrischen Leistung sowie der arbeitsrelevanten elektrischen Leistung in Deutschland (Stand: 08/2023)



Verteilung der Biogasanlagen in Deutschland in 2022

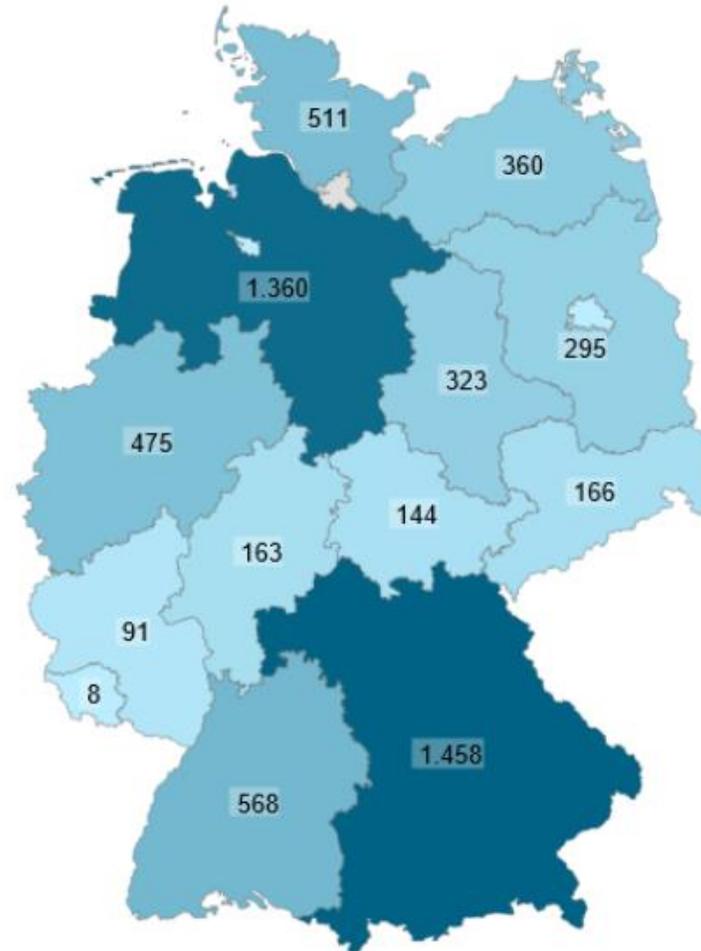


Anzahl Biogasanlagen 2022



1 2.707

Installierte elektr. Leistung [MW_{el.}] der Biogasanlagen in Deutschland in 2022



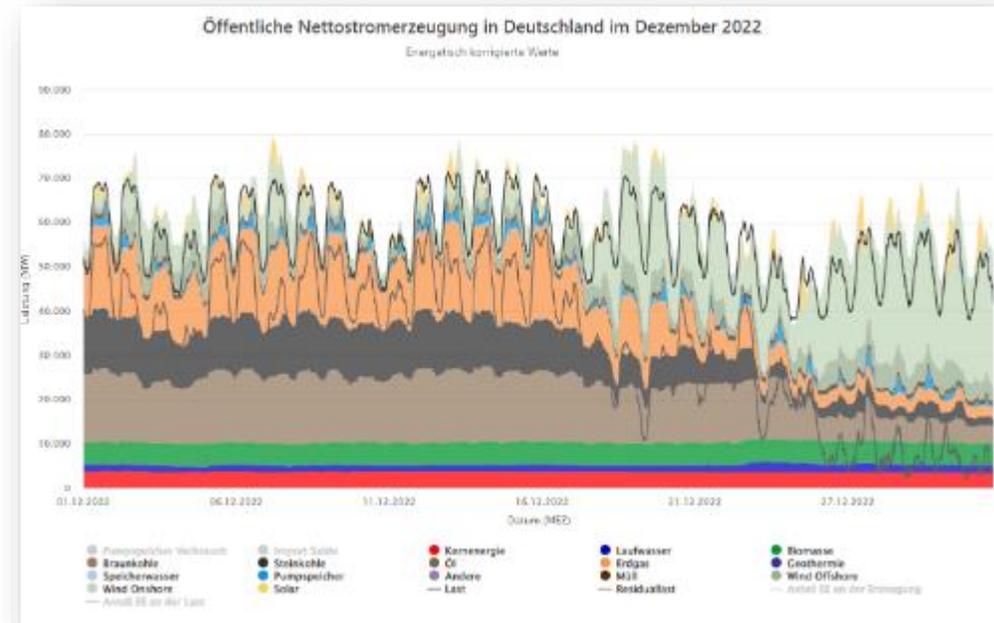
installierte elektrische Leistung 2022 [MW]



2 1.458



Rolle und Perspektiven von Biogas im Strommarkt (EEG) Ausgangssituation



Vergütungshöhe Ausschreibung (EEG 2023)

- Gebotshöchstwert **Bestandsanlagen** 2024: **19,83 ct/kWh** (Eigentlich 17,94 ct/kWh, aber Beibehaltung der 10 % Erhöhung durch BNetzA, maximale Höhe, die EEG zulässt)! → **auch für 2024!**
- Gebotshöchstwert **Neuanlagen** 2024: **19,43 ct/kWh** (eigentlich 15,91 ct/kWh, enorme Erhöhung BNetzA)
- **Erhöhung (Bonus) des Zuschlagswertes um 0,5 ct/kWh bis 500 kW instl. (Zuschlag 2023-25)**
- Degression auf Höchstwerte
 - 1 % pro Jahr bei Neuanlagen
 - **0,5 %** pro Jahr bei Bestandsanlagen

Gebotshöchstwerte (ct/kWh)	Neuanlagen		Bestandsanlagen	
	Alt*	Neu**	Alt*	Neu**
2023	16,07	17,67	18,03	19,83
2024	15,91	19,43	17,94	19,83
2025	15,75	??,??	17,85	??,??
2026	15,59	??,??	17,76	??,??

* Alt = Laut EEG 2023, ** Neu = Nach Erhöhung der Gebotswerte 2023 um 10 % durch BNetzA, Annahme: höherer Werte gelten weiter als Basis für die nächsten Runden/Jahre

Ausschreibungsergebnisse

	9/2018	4/2019	11/2019	4/2020	11/2020	3/2021	9/2021	3/2022	9/2022	4/2023	10/2023	4/2024	10/2024
Ausgeschriebene Menge (MW)	226	133	133	168	168	300	300	275	286	300	288	240	234
Zuschläge	79	19	50	38	19	38	73	56	69	271	270	263	?
Zuschlagsmenge (MW)	77	26	57	90	28	34	70	68	78	302	288	243	?
Durchschnittlicher mengengewichteter Zuschlagswert (ct/kWh)	14,73	12,34	12,47	13,99	14,85	17,02	17,48	15,75	17,28	19,02 (S) 18,81 (N)	18,50 (S) 18,07 (N)	18,15 (S) 17,44 (N)	?
Höchster Zuschlagswert (ct/kWh)	16,73	16,56	16,56	16,40	16,40	18,29	18,23	18,00	17,96	19,49 (S) 19,40 (N)	18,98 (S) 18,48 (N)	18,48 (S) 17,80 (N)	?
Niedrigster Zuschlagswert (ct/kwh)	10,00	9,53	9,35	10,28	11,67	12,00	12,00	12,18	14,20	16,33 (S) 13,60 (N)	14,47 (S) 11,57 (N)	14,16 (S) 15,49 (N)	?

Position der Branche im Rahmen der KWS

- **Kapazitäten können verstärkt** durch dezentrale Anlagen erbracht werden
- Bestehende Biogasanlagen können diese Aufgaben erfüllen und **gleichzeitig die Wärmewende** bedienen
- Anlagen nutzen Gas- und Wärmespeicher sowie größere Verstromungskapazitäten **ohne Ausweitung der Strom- und Substratmenge**
- BGA können dank Substratlager **saisonal** gefahren werden
- Biogas kann **12 GW bis 2030** und **24 GW bis 2045** liefern
- Kostengünstigere Option im Vergleich zu H2:
 - BGA: 1,2 Mrd € / a für Flexzuschlag (120 €/kW)
 - H2: 8,2 Mrd. € für den Brennstoff
 - **Studie von Prof. Karl / FAU Erlangen**

Positionspapier Kraftwerksstrategie

13.2.2023

Flexible Biogas-BHKW als Element der Kraftwerksstrategie

Ausgangssituation Ende 2023

Aktuell erzeugen knapp 10.000 dezentrale Anlagen in Deutschland Biogas. Der weitaus größte Teil des erzeugten Biogases wird in Blockheizkraftwerken (BHKW) zu Strom und Wärme umgewandelt. Insgesamt sind in Deutschland Biogas-BHKW einer Gesamtleistung von 5,9 Gigawatt (GW) installiert. In diesen werden 89 TWh (Terrawattstunden) Biogas zu 34 TWh Strom und einer etwa gleich großen Menge Wärme umgesetzt. Die Anlagen weisen damit 5.750 Volllaststunden pro Jahr auf. Dieser Anlagenpark sollte genutzt werden, um die Herausforderungen bei der Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten in Deutschland zu bewältigen.

Konzept einer konsequenten Umrüstung der bestehenden Biogasanlagen auf eine noch flexiblere Strom-/Wärme-Erzeugung als Element der Kraftwerksstrategie

Mögliche Entwicklung der Biogas-Verstromung als Element der Kraftwerksstrategie¹

	2023	2030	2040	2045
Biogaserzeugung für Stromerzeugung inkl. Biomethan	89 TWh			
Stromerzeugung aus Biogas inkl. Biomethan	34 TWh el			
Durchschnittliche Überbauung von Biogas-BHKW	1,5	3	4	6
Installierte Biogas-Verstromungskapazität	5,9 GW	12 GW	16 GW	24 GW
Durchschnittliche Betriebsstunden pro Jahr	5.740	2.920	2.190	1.460

„Biogas im künftigen Energiesystem – Potential und Wirtschaftlichkeit der Besicherung von Wind und Photovoltaik durch die Flexibilisierung von Biogasanlagen



Fachverband
BIOGAS

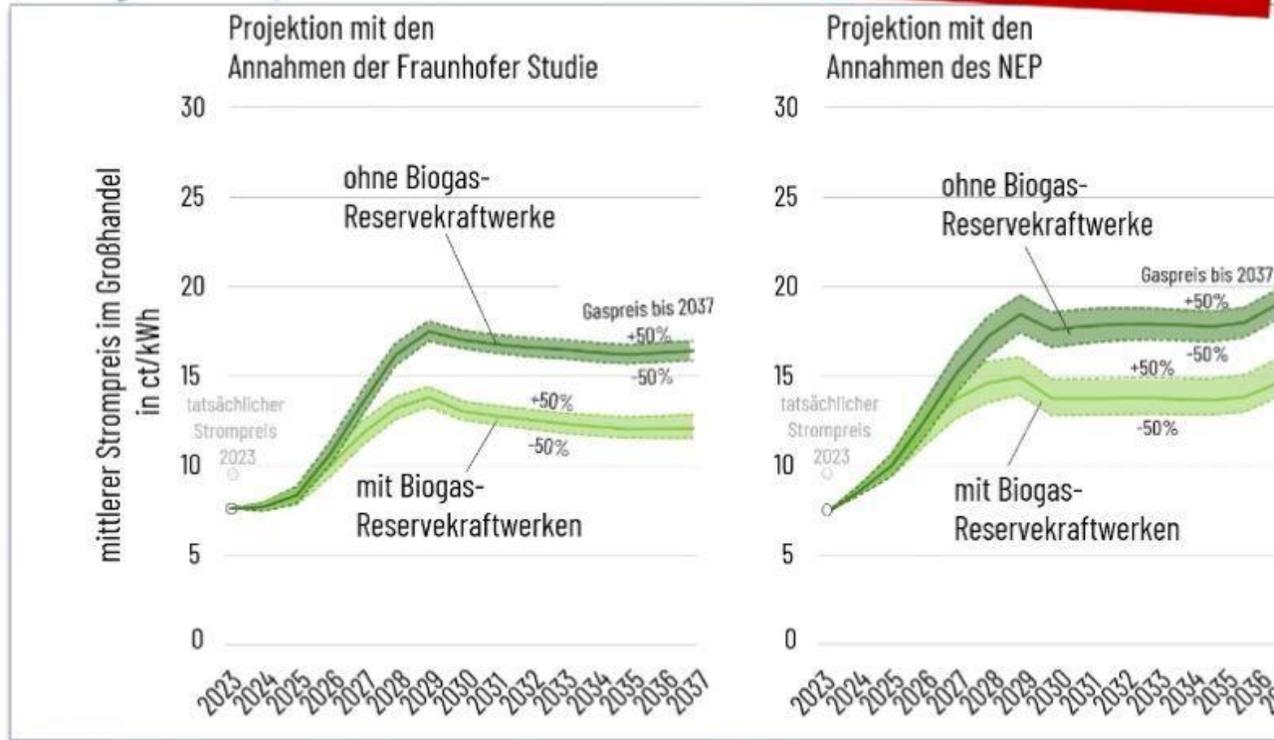
Einfluss flexibler Wasserstoffkraftwerke und Biogasanlagen auf künftige Strompreise

- Reservekraftwerke lassen durch das **Prinzip der Merit Order** Strompreise steigen
- Ohne Reservekraftwerke (mit ausreichenden Importen) sinkt der Strompreis
- mit Reservekraftwerken steigt der Börsenpreis auf 18 ct/kWh_{el} bis 2030

Gründe:

- Strombedarf für Elektrolyse und H₂-Preis

Biogas-Reservekraftwerke begrenzen künftige Preissteigerungen substantiell



Prof. Jürgen Karl / FAU Erlangen-Nürnberg:

Studie (10. September 2024):
https://www.evt.tf.fau.de/faustudie_biogasimenergiesystem2024/

Wichtigste Forderungen für KWK-Anlagen

1. Reguläres Ausschreibungsvolumen nicht reduzieren
Integration nicht genutzter Volumina der Biomethanausschreibung
2. Anpassung der Vergütung an gestiegene Kosten
 - Anhebung des Höchstwertes von 2023 um 10 %
 - Anhebung des Flexzuschlags auf mind. 120 kW
 - **Prüfung von Optionen, um Kostensteigerungen bei Bestandsanlagen abzupuffern**
3. Anreize zur Vergärung ökologisch besonders wertvoller Substrate (ÖWS) setzen
 - Zuschlag für Strom aus ÖWS auf den Höchstwert (**auch für Bestand**)
 - Anrechnung ÖWS auf den Mindestanteil der Güllekleinanlagenklasse
4. Abschaffung der Diskriminierungen in der Südregion
5. Stärkung von Biomethan
 - Anhebung der Volllaststunden auf 2.500 in der Biomethanausschreibung (wie im KWKG)
 - (Wieder-)Zulassung von Biomethan-BHKW in der regulären Ausschreibung



Quelle: Hauptstadtbüro Bioenergie 2023

Weitere Forderungen

6. Verweis auf TA Luft bei den Anforderungen an die Emissionsminderung
7. Bilanzielle Teilbarkeit von Biogas ermöglichen
8. Abschaffung der endogenen Mengensteuerung
9. Güllekleinanlagen im Bestand dürfen in das EEG 2023 wechseln
10. Begrenzung des Maiseinsatzes analog zum GEG gestalten
11. Erleichterung der Ausschreibungsmodalitäten für Anlagen < 500 kW
12. Anlagen, die bereits vor dem 01.01.2021 flexibilisiert haben, sollen zusätzliche flexible Leistung zubauen und für die Zusatzleistung die Flexibilitätsprämie in Höhe von 130 €/kW in Anspruch nehmen können.

Wichtigste Änderungen für die Bioenergie im Solarpaket

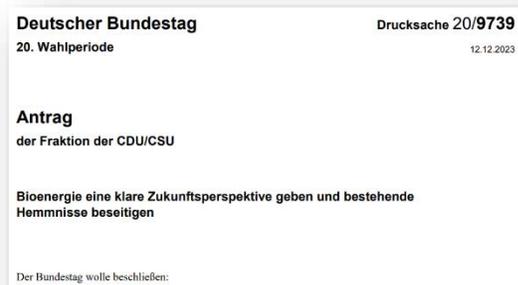
1. Pflicht einer **150-tätigen Verweilzeit** von Substraten im gasdichten System soll für alle Biogasanlagen unabhängig vom EEG oder Inbetriebnahmejahr entfallen
2. Das **Biomasse-Volumen** wird ab 2025 um 29% der im Vorjahr nicht in Anspruch genommenen Biomethan-Volumina erhöht
3. Es gibt weiterhin 2 Biomasse-Ausschreibungen pro Jahr
4. Die **Südquote** und die Beschränkung der Biomethan-Ausschreibungen auf die Südregion werden befristet bis incl. 2027 ausgesetzt
5. **Güllekleinanlagen**, die maximal 75 kW installierte Leistung haben durften, dürfen nun 150 kW inst. haben, sofern sie für den zusätzlichen Strom keine EEG-Vergütung in Anspruch nehmen.
6. Die BNetzA kann die **Höchstwerte** anstatt wie bisher um 10% um bis 15% anheben

Weiterhin bleiben jedoch nach wie vor wichtige Forderungen bestehen!

- Deutliche Anhebung des **Biomasseausschreibungsvolumens** (1.800 MW/Jahr)
- Der Investitionszuschuss für die Finanzierung der Flexibilisierung („**Flexibilitätszuschlag**“) sollte an Inflation und steigende Zinsen angepasst und auf mind. 120 €/kW erhöht werden
- Anhebung der **vergütungsfähigen Volllaststunden bei Biomethan** auf 2.500 pro Jahr

Es lag etwas in der Luft (1)

- **Die Biogasbranche setzt die Ampel unter Druck.**
- *Zitat: „Jeder von uns hat einen Wahlkreis...“*
- *Zitat: „Von niemandem gingen mehr Briefe ein als von der Biogasbranche...“*
- *Zitat: „Was passiert eigentlich mit den Wärmenetzen, wenn die Biogasanlagen still gelegt werden?“ ...*
- **Die Union setzt die Ampel unter Druck.**



Es lag etwas in der Luft (2)

- Die Bundesländer setzen die Ampel unter Druck.

Bundesrat	Drucksache 119/24 (Beschluss)
	26.04.24
Beschluss des Bundesrates	
Entschließung des Bundesrates „Rolle von Biogas und Biomethan für die Energiewende stärken“	

Bundesrat	Drucksache	138/24
		19.03.24
Antrag des Freistaates Bayern		
Entschließung des Bundesrates: Bioenergie stärken und für den Klimaschutz nutzen		
Der Bayerische Ministerpräsident		München, 19. März 2024



- Die SPD ist unzufrieden mit dem Solarpaket.

6. die gesetzlichen Rahmenbedingungen für flexible Biomethan- und Biomasse-Kraftwerke mit Blick auf das künftige Strommarktdesign, die Kraftwerksstrategie und eine nachhaltige und langfristige Biomassestrategie weiterzuentwickeln und für die weitere Gesetzgebung noch in diesem Jahr vorzubereiten;



- Das BMWK beschäftigt sich wieder mit Biogas.

- Erstmals mit Wärme



Neueste Entwicklung und Perspektiven

Deutschland

Habeck will Biomasse-Förderung reformieren

Energie aus Raps oder Holz: Das könnte helfen, um künftig Schwankungen bei der Stromerzeugung auszugleichen. Meint jedenfalls Minister Habeck. Er will die Förderung für Biomasse neu aufstellen.

18.08.2024



Bundeswirtschaftsminister Robert Habeck und sein Haus arbeiten an einem "umfassenden Biomassepaket".

Bild: © Kay Nietfeld/dpa

Quelle: ZFK (2024)

<https://www.zfk.de/politik/deutschland/habeck-will-biomasse-foerderung-reformieren>



Optionenpapier des BMWK zum „Strommarktdesign der Zukunft“

- Optionenpapier auf Basis der Diskussion in der PKNS
- Deutschlands Stromsystem steht vor Paradigmenwechsel
- Aktuelle Förderung über gleitende Marktprämie nur bis Ende 2026 genehmigt
- Einführung eines Fördersystem mit Rückzahlungsinstrument („Claw-Back“)
- Optionen für die Umsetzung der **Wachstumsinitiative** der BuReg



Quelle: BMWK (2024)

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240802-strommarktdesign.html>

Abbildung 1: Übersicht der Handlungsfelder und Optionen

EE	Gleitende Marktprämie mit Refinanzierungsbeitrag	Produktionsabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag (ohne Marktwertkorridor)	Produktionsunabhängiger zweiseitiger Differenzvertrag	Kapazitätzahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag
Steuerbare Kapazitäten	Kapazitätsabsicherungsmechanismus durch Spitzenpreishedging	Dezentraler Kapazitätsmarkt	Zentraler Kapazitätsmarkt	Kombinierter Kapazitätsmarkt
Lokale Signale	Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte	Regionale Steuerung in Förderprogrammen	Flexible Lasten im Engpassmanagement	
Flexibilität	Preisreaktion ermöglichen – dynamische und innovative Tarifmodelle umsetzen	Netzentgeltsystematik flexibilitätsfördernd anpassen	Industrielle Flexibilität ermöglichen, individuelle Netzentgelte reformieren	

Quelle: BMWK (2024)

<https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Meldung/2024/20240802-strommarktdesign.html>



„Die zweiten 50 Prozent EE-Anteil an der Stromerzeugung werden schwieriger als die ersten.“

Optionenpapier des BMWK zum „Strommarktdesign der Zukunft“

- Biogas wird im Handlungsfeld steuerbare Kapazitäten aufgeführt
 - „Ein neuer flexibler Technologiemarkt gewährleistet Versorgungssicherheit in Zeiten mit wenig Wind und PV-Strom.“
 - „Steuerbare Back-up-Kraftwerke [...] die einspringen [...] wenn Wind und PV sowie Kurzzeit-Speicher und flexible Lasten nicht ausreichen. Sie nutzen andere, steuerbare Formen erneuerbarer Energien (Wasserkraft, Geothermie, biogene Brennstoffe) oder zunächst übergangsweise noch Erdgas [...].“
- Besondere Rolle von Biomasse
 - „Biomasse ist eine begrenzte Ressource und sollte [...] so eingesetzt werden, dass sie zur Spitzenlastdeckung eingesetzt wird und ihre Steuerbarkeit voll ausspielt.“
 - „[...] Argumente [...] für eine Verortung der Biomasse im [...] Investitionsrahmen für erneuerbare Erzeugung als auch [...] im Investitionsregime für steuerbare Erzeugung [...].“
 - „Zudem können Biomasseanlagen [...] weitere wertvolle Ökosystemdienstleistungen außerhalb des Energiesystems erbringen“

Box 4

Besondere Herausforderungen einzelner Technologien und kleiner Anlagen

Biomasse ist eine begrenzte Ressource und sollte daher in der energetischen Verwertung so eingesetzt werden, dass sie zur Spitzenlastdeckung eingesetzt wird und ihre Steuerbarkeit voll ausspielt. Biomasse-Anlagen sind wetterunabhängig und wären daher grundsätzlich auch geeignet, um in den Wettbewerb mit anderen steuerbaren Technologien zu treten. Bereits heute existieren die technischen Voraussetzungen, mit Biomasseanlagen Spitzenlasten am Strommarkt abzufangen, was von einigen Anlagenbetreibern auch zur Strompreisoptimierung genutzt wird. Die Mehrzahl der 10.000 Anlagen in Deutschland ist, trotz des technischen Potenzials, nicht systemdienlich flexibilisiert. Es bestehen Argumente sowohl für eine Verortung der Biomasse im hier diskutierten Investitionsrahmen für erneuerbare Erzeugung als auch für eine Verortung im Investitionsregime für steuerbare Erzeugung, die noch sorgsam gegeneinander abgewogen werden müssen. Zudem können Biomasseanlagen unter Umständen weitere wertvolle Ökosystemdienstleistungen außerhalb des Energiesystems erbringen. Generell sollte die Biomasse hauptsächlich in sonst schwer zu dekarbonisierenden Bereichen wie dem Verkehr (Flug- und Schiffsverkehr) oder in der Industrie zum Einsatz kommen.

Wasserkraft und Geothermieanlagen sind Teil des aktuellen Regulierungsrahmens nach dem EEG. Auch für diese Technologien wird daher geprüft, wie und in welchen Investitionsrahmen sie integriert werden können. Es ist wichtig, dabei zu berücksichtigen, dass neben der Stromerzeugung die weiteren Zwecke der Wasserkraftanlagen erfüllt werden können. Dies umfasst etwa die Netzsystemstabilisierung oder die Möglichkeit, dass sich bei der Geothermie ausschließlich auf Wärmeversorgung fokussiert werden könnte.

Kleine Anlagen benötigen auch in Zukunft einen Rahmen, der auf ihre speziellen Stärken und Herausforderungen zugeschnitten ist. Bereits im aktuellen System werden für kleine Anlagen Sonderregelungen zugelassen, insbesondere um die Akzeptanz und Teilhabe an der Energiewende zu stärken und um Standorte ohne zusätzliche Flächenbedarfe zu erschließen. Dies betrifft zum Beispiel die Ausnahme von der Pflicht zur Teilnahme an einer Ausschreibung und für besonders kleine Anlagen auch von der Pflicht zur Direktvermarktung. Auch in einem neuen Investitionsrahmen werden voraussichtlich Sonderregelungen benötigt, denn Anforderungen, die für große Anlagen erforderlich und angemessen sind, können für Kleinanlagen im Hinblick auf den damit verbundenen Aufwand auch schnell zu einem Investitionshemmnis werden, das viele Projekte generell infrage stellt. Ziel ist aber, das Segment der Kleinanlagen für den Zubau zu erhalten und zu stärken. Zugleich stellen sich jedoch Herausforderungen, so zum Beispiel mit Blick auf effiziente Einsatzanreize und systemdienliche Anlagenauslegungen. Es muss noch vertieft geprüft werden, wie die Rahmenbedingungen in einem neuen Investitionsrahmen für kleine Anlagen gestaltet werden sollten. Ein großer Teil dieser Anlagen wird auch in Zukunft aus Photovoltaik-Anlagen von Privatpersonen bestehen, die auf Gebäuden installiert sind und für den Eigenverbrauch genutzt werden. Nach dem EEG 2023 sollen PV-Dachanlagen die Hälfte des künftigen Zubaus der Photovoltaik ausmachen. Hier gilt es, einen klugen Weg zu finden, die verschiedenen Ziele miteinander zu verbinden: bürokratiearmer Zubau, Teilhabe für jedermann, Verbrauch vor Ort, Anreize für effizienten Einsatz und systemdienliche Anlagenauslegung, Kosteneffizienz und Beiträge zur Dämpfung negativer Preise.

Habeck kündigt „Biomassepaket“ an

„Biogas kann im zukünftigen Energiesystem weiter eine wichtige Rolle spielen.“

Robert Habeck, Bundeswirtschaftsminister

- Statement ggü. DPA am 18.08.
 - Verstärkter Einsatz von Biomasse/Biogas, wenn kein Wind weht oder die Sonne nicht scheint.
 - Bevorzugte Förderung von Anlagen mit einem Anschluss an ein Wärme- oder Gebäudenetz
 - Mehr Förderung für Anlagen, die flexibel nach Bedarf produzieren
 - Umsetzung Im Rahmen der Novelle des EnWG
 - Wechsel von alter in neue Förderung soll möglich sein



Quelle: Zeit (2024)
<https://www.zeit.de/wirtschaft/2024-08/energieerzeugung-biomasse-reform-bundeswirtschaftsministerium>



Quelle: ZDF (2024)
<https://www.zdf.de/nachrichten/politik/deutschland/habeck-biomasse-foerderung-reform-100.html>

Bewertung

- Bekenntnis von Habeck als positives Signal
- Umsetzung muss aber zeitnah erfolgen und Wirkung erzielen
- keine Auswirkungen auf Ausschreibungstermin am 1. Oktober

→ Branche darf jetzt nicht nachlassen!

→ Deshalb:

KAMPAGNE 2024

Biogas übernimmt Systemverantwortung



Dr. Stefan Rauh
Geschäftsführer des Fachverbandes

„Es ist vor allem dieser eine Satz, auf den die Branche so lange gewartet hat: „Biogas kann im zukünftigen Energiesystem weiter eine wichtige Rolle spielen.“ Lange hatte es den Anschein, als plane die Bundesregierung und vor allem das Wirtschaftsministerium die Energiewende ohne Biomasse. Umso erfreulicher ist es, dass Minister Robert Habeck endlich die Bedeutung von Biogas für eine sichere Strom- und Wärmeversorgung erkannt hat.“

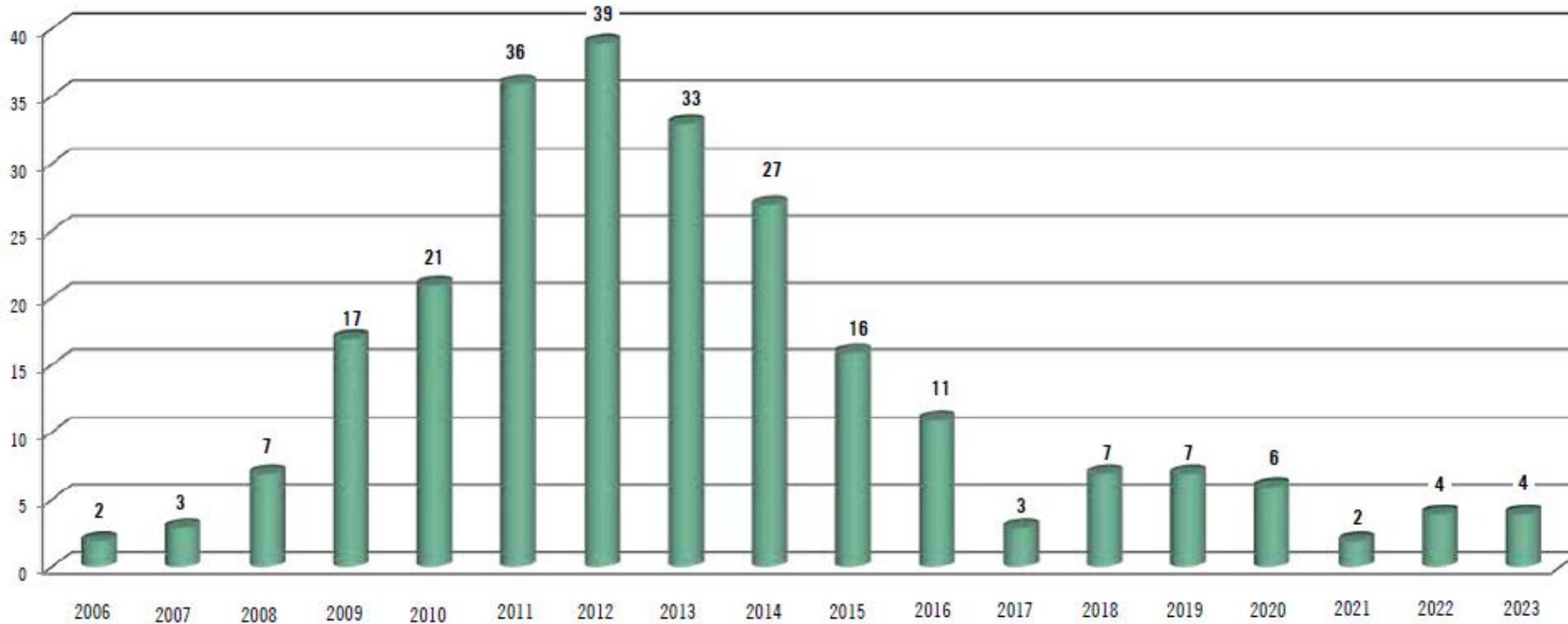
Perspektiven im Kraftstoff- und Wärmemarkt (GEG)



Biomethanaufbereitungsanlagen



Fachverband
BIOGAS



Ende 2023:
246 Aufbereitungsanlagen
1,26 Mrd. m³ Biomethaneinspeisekapazität

Ingo Baumstark
14.09.2024

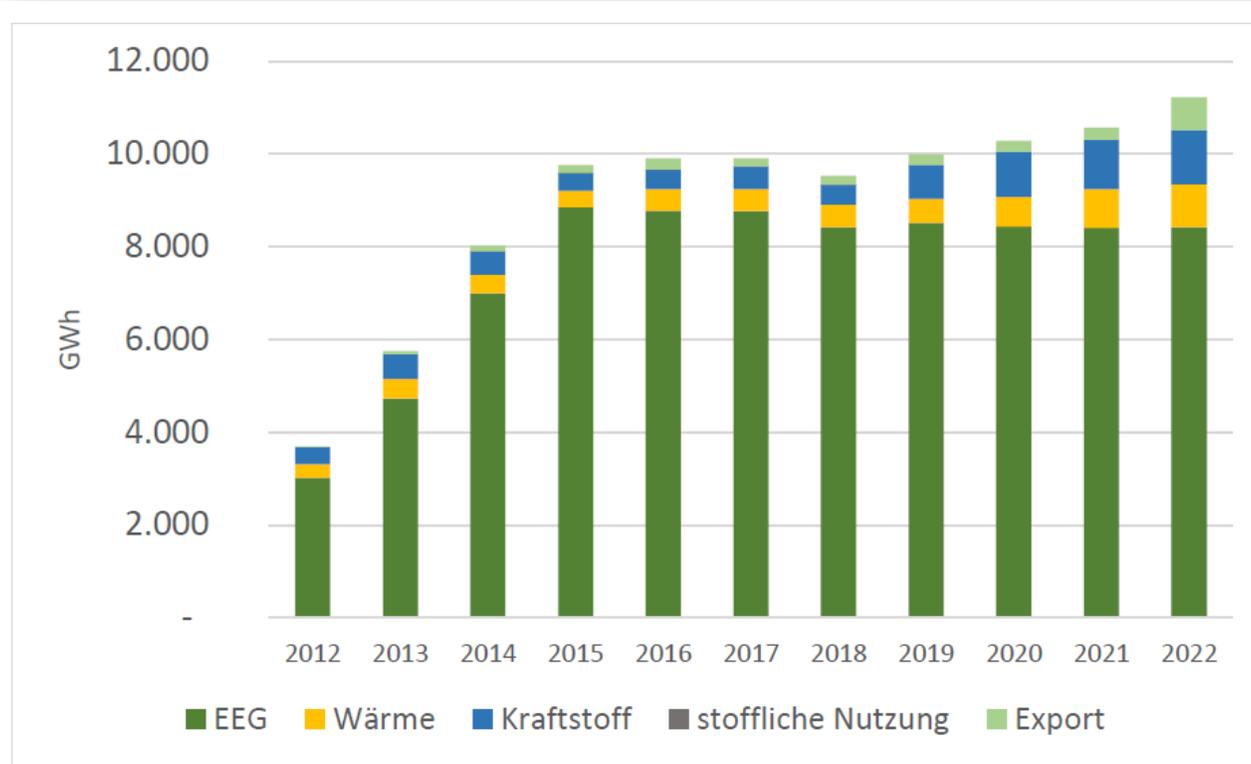
Ausblick 2024
< 10 (6) Anlagen gehen 2024 ans Netz
50 Anlagen in der Pipeline,
basierend auf Wirtschaftsdünger und Abfällen

Quelle: Fachverband Biogas 2024

Wohin geht das Biomethan?



Biomethan Verwendung



Source: DENA 2023
und eigene Annahmen

Jahr	Biomethan-einspeisung [GWh]	Kraftstoff-nutzung [GWh]
2022	10.580	1.168
2021	10.395	1.062
2020	10.285	972
2019	10.167	700
2018	10.410	389
2017	10.220	380
2016	9.690	379

RED II: THG-Einsparung bei Biomethan

Standardwerte der RED II für THG-Emissionen (Vergleichswert 94 g CO_{2äq}/MJ)

Substrate	g CO _{2eq} /MJ
Gülle	-100
Abfall	14
Mais	30

Teilstandardwerte

Source: EU 2018

Disaggregated default values for biogas for the production of electricity

Biomass fuel production system	Technology	TYPICAL VALUE [g CO _{2eq} /MJ]					DEFAULT VALUE [g CO _{2eq} /MJ]					
		Cultivation	Processing	Non-CO ₂ emissions from the fuel in use	Transport	Manure credits	Cultivation	Processing	Non-CO ₂ emissions from the fuel in use	Transport	Manure credits	
Wet manure (†)	case 1	Open digestate	0,0	69,6	8,9	0,8	-107,3	0,0	97,4	12,5	0,8	-107,3
		Close digestate	0,0	0,0	8,9	0,8	-97,6	0,0	0,0	12,5	0,8	-97,6
	case 2	Open digestate	0,0	74,1	8,9	0,8	-107,3	0,0	103,7	12,5	0,8	-107,3
		Close digestate	0,0	4,2	8,9	0,8	-97,6	0,0	5,9	12,5	0,8	-97,6
	case 3	Open digestate	0,0	83,2	8,9	0,9	-120,7	0,0	116,4	12,5	0,9	-120,7
		Close digestate	0,0	4,6	8,9	0,8	-108,5	0,0	6,4	12,5	0,8	-108,5



EUROPEAN UNION

THE EUROPEAN PARLIAMENT

THE COUNCIL

Brussels, 21 November 2018
(OR. en)

Typical and default values for biomethane

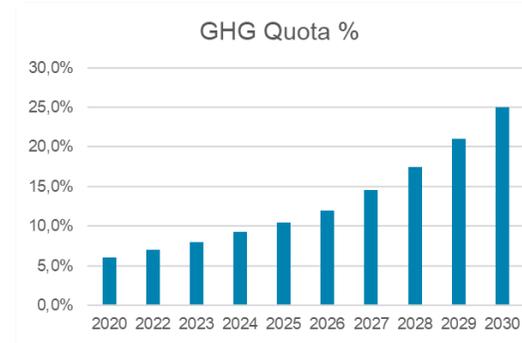
2016/0382 (COD)

PE-CONS 48/18

Biomethane production system	Technological option	Greenhouse gas emissions – typical value (g CO _{2eq} /MJ)	Greenhouse gas emissions – default value (g CO _{2eq} /MJ)
Biomethane from wet manure	Open digestate, no off-gas combustion ¹	-20	22
	Open digestate, off-gas combustion ²	-35	1
	Close digestate, no off-gas combustion	-88	-79
	Close digestate, off-gas combustion	-103	-100
Biomethane from maize whole plant	Open digestate, no off-gas combustion	58	73
	Open digestate, off-gas combustion	43	52
	Close digestate, no off-gas combustion	41	51
	Close digestate, off-gas combustion	26	30
Biomethane from biowaste	Open digestate, no off-gas combustion	51	71
	Open digestate, off-gas combustion	36	50
	Close digestate, no off-gas combustion	25	35
	Close digestate, off-gas combustion	10	14

Bedeutung der THG-Bilanz im Verkehrssektor

- Treibhausgasquote ersetzt seit 2015 die energetische Quote (6,25%)
 - ab 2015: 3,5 % THG-Minderung
 - ab 2017: 4,0 % THG-Minderung
 - ab 2020: 6,0 % THG-Minderung
 - ab 2022: 7,0 % THG-Minderung
 - ab 2023: 8,0 % THG-Minderung
 - **Ab 2024: 9,25% THG-Minderung**



- **Jeder der Kraftstoff in Verkehr bringt muss Quotenerfüllung nachweisen!**
- Quotenerfüllung erfolgt mehrheitlich über Beimischung
 - Zu Diesel: Biodiesel (Raps / Soja), UCO (Altspeisefett) oder HVO (Palmöl)
 - Zu Benzin: Bioethanol
- Einsatz von Biomethan als Kraftstoff kann zur Quotenerfüllung genutzt werden
 - Berechnung der Quotenerfüllung im Vergleich zum Basiswert: 94,1 g CO₂/MJ
 - **Nichterfüllung wird mit Pönale bestraft: seit 2021 600 €/t CO₂**

Ingo Baumstark
14.09.2024

- Vergleich Börse: 80 €/t → interessanter Bereich!

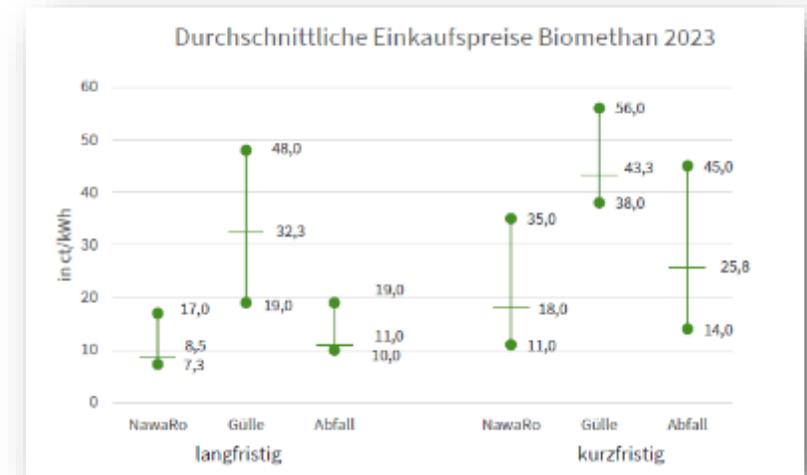
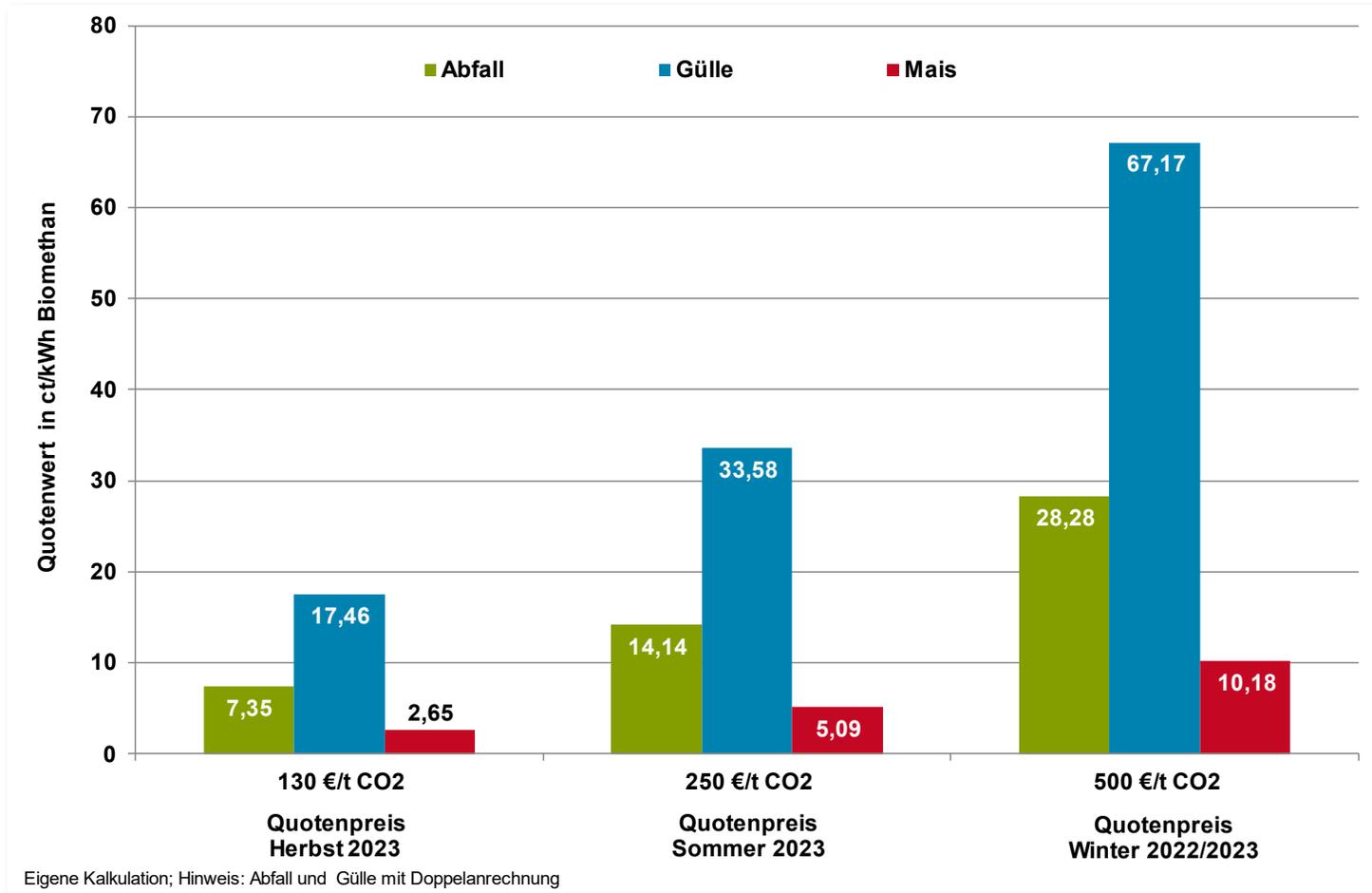
Geschäftsmodell



Aktuelle Marktlage beim Verkauf von Biomethan (aus Abfall):

- Erlös aus dem Verkauf des physischen Biomethan = 3 – 4 ct/kWh
 - Erlös aus dem Verkauf der THG-Quote = 5 – 8 ct/kWh
- ➔ Kosten der Biomethanherzeugung dank Quote locker gedeckt

Kraftstoffquote ermöglichte(e) Business Case



Quelle: DENA 2023

$$\left[\begin{array}{l} \text{Fossile Referenz} \\ 94,1 \text{ g CO}_2/\text{MJ} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Emissionen Biomethan} \\ -100 \text{ g CO}_2/\text{MJ} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{Quotenanteil eigen [8 \%]} \\ 7,5 \text{ g CO}_2/\text{MJ} \end{array} \right] \times \left[\begin{array}{l} \text{Quotenwert einfach} \\ 250 \text{ €/t CO}_2 \end{array} \right] \times \left[\begin{array}{l} \text{Doppelanrechnung} \\ 2 \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{Quotenerlös} \\ 34 \text{ ct/kWh} \end{array} \right]$$

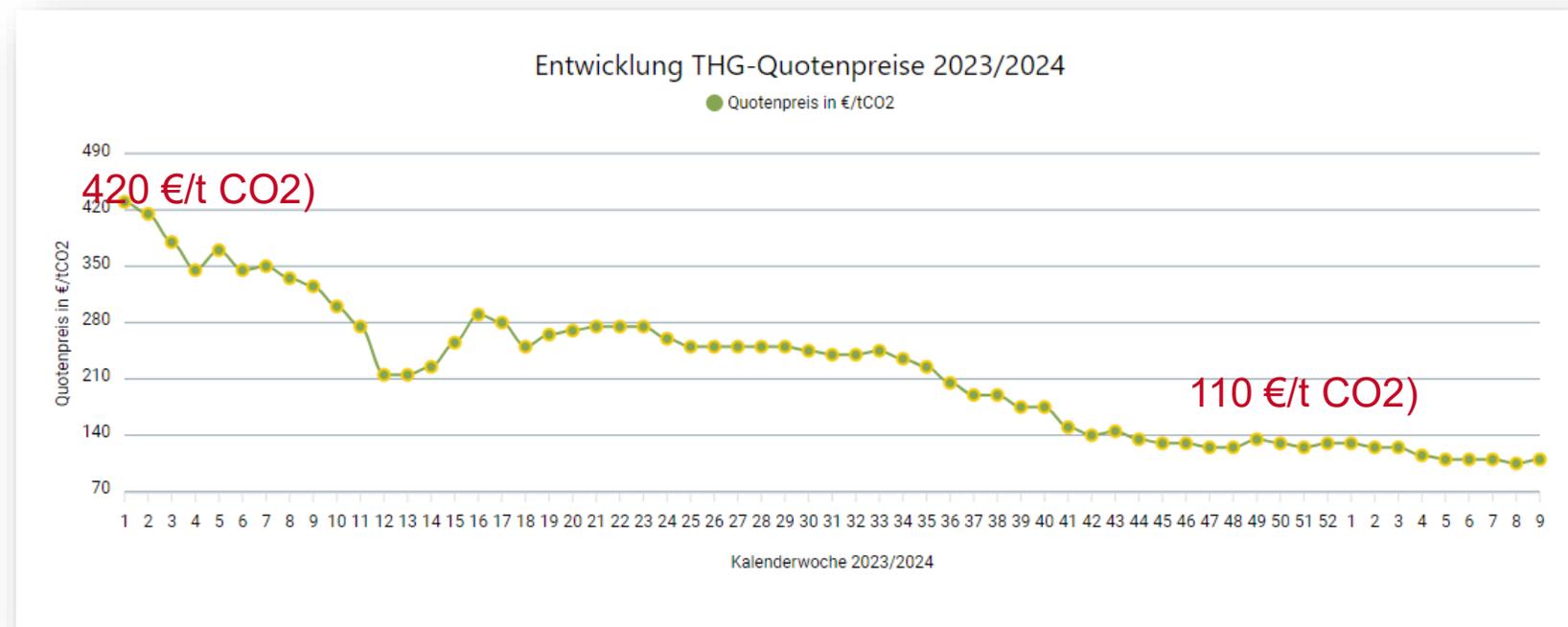
Ernüchterung auf den Biomethanmärkten

- Fragwürdige chinesische Importe und Betrug bei Kliraschutzprojekten (UER) führen zu Tiefststand beim Quotenpreis

- Schlechter Preis
- Kein Marktvolumen
- D und EU schauen zu

- Diskussion um THG-Wert

- EU-KOM will Mischwert
- Zert-Systeme müssen Systemgrundsätze ändern
- BMUV wird nach Austausch mit FvB aktiv → Rettung des Geschäftsmodells für den Moment



Quelle: <https://www.klima-quote.de/thg-quote-preisentwicklung/>

- Schwierige Gasversorgung für neue Biomethan-BHKW

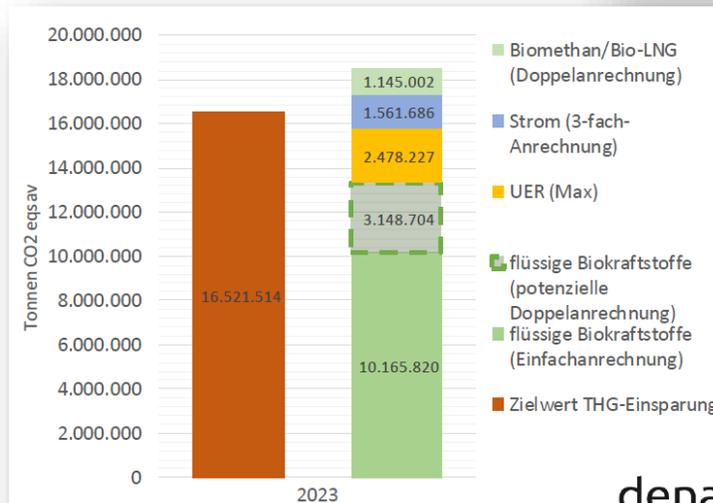
Die Folgen

- Wirtschaftliche Schwierigkeiten für alle Quotenbeteiligten
 - Landwärme als Spitze des Eisbergs
 - Bereits zuvor Insolvenzen von Quotenhändlern (equota)
 - Branche startet Initiative „Klimabetrug stoppen“
- Politische Aktivitäten erforderlich, um Märkte liquide zu machen
- Quote 2023/2024 übererfüllt



Quelle: ZfK (2024)
<https://www.zfk.de/mobilitaet/e-mobilitaet/elektrovorteil-schubert-thg-quote-e-autos-china>

Quelle: Merkur (2024)
<https://www.merkur.de/wirtschaft/skandal-verursacht-insolvenz-eines-marktfuehrers-bei-erneuerbaren-energien-zr-93242156.html>



Die Folgen

- Wirtschaftliche Folgen
 - Landwirtschaft
 - Bereits
 - Branchen
- Politische Folgen
 - liquide z
 - Quote 2

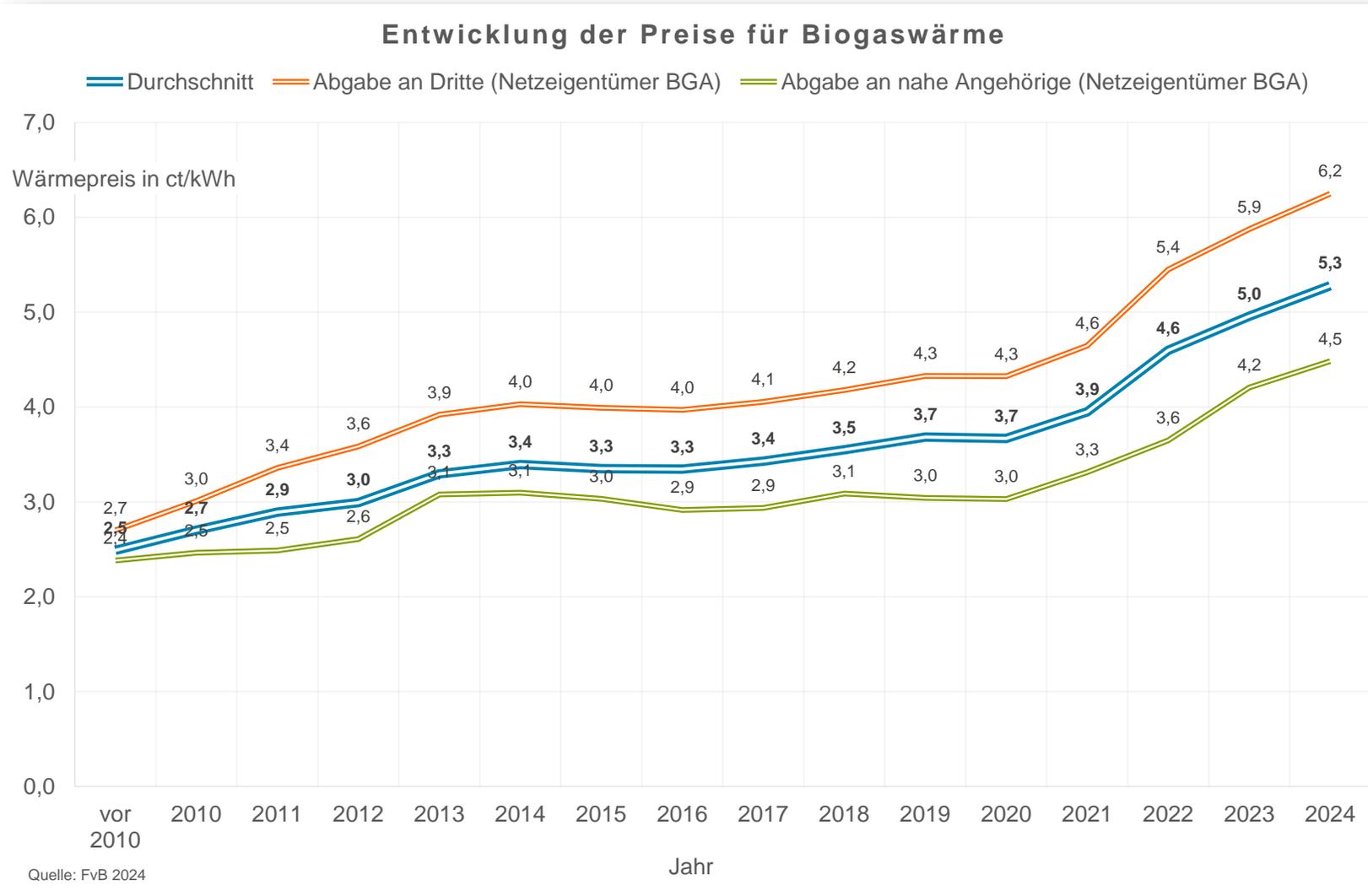
Online - Pressekonferenz
Start der Initiative
Klimabetrug Stoppen
am 04.09.2024 um 11 Uhr

Jetzt dabei sein und Klimabetrug stoppen

<https://carbonleaks.de/start>



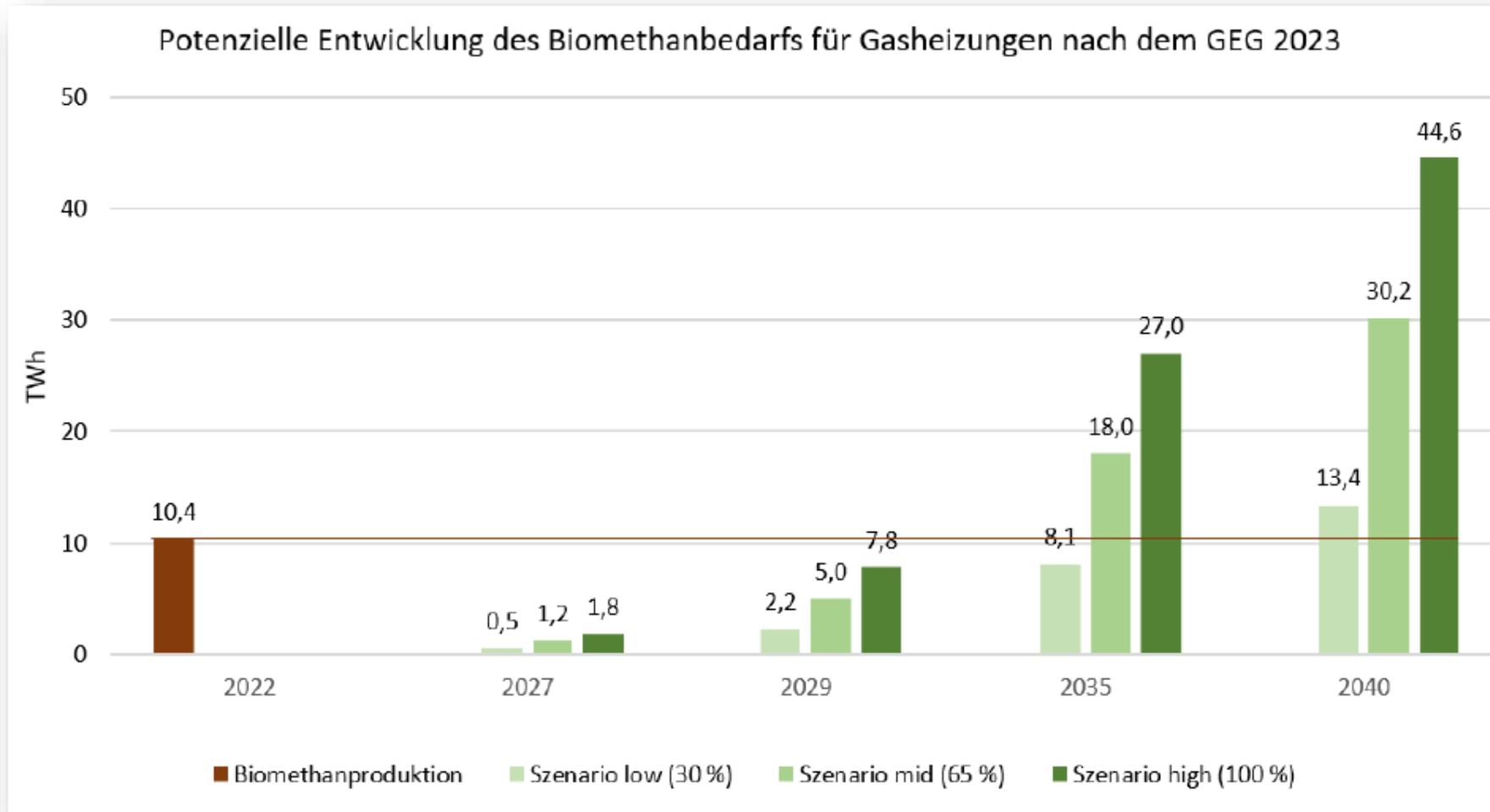
Ergebnisse der Wärmeumfrage 2023



Biogaswärme als Erfüllungsoption von Gebäudeenergiegesetz (65 %) und Wärmeplanungsgesetz

- Maisdeckel im GEG nur für neue BGA ab 1 MW
- Biomassendeckel (25 %) im WPG nur für neue Wärmenetze > 16 HH und > 50 km

Biomethannachfrage durch das GEG



Quelle: dena (2024)
<https://www.dena.de/newsroom/publikationsdetailansicht/pub/analyse-wie-entwickelt-sich-der-biomethanbedarf-auf-basis-des-gebaeudeenergiegesetzes/>

Fazit

- Lang erhofftes Bekenntnis zu Biogas in der KWK ist erfolgt
 - BMWK berücksichtigt Wärmenetze
 - BMWK möchte mehr Förderung für Flexibilität
 - **Klares Signal an die Branche: Flexibilität ist Trumpf; Branche muss dann liefern!**
 - **Anlagen müssen sich darauf einstellen, sonst wenig Perspektive**
 - BMWK arbeitet an Märkten der Zukunft; das EEG kommt zum Ende
 - Branche muss das als Chance sehen
- Biomethaneinspeisung als Alternative mit Hemmschuh
 - Biomethan als Option v.a. für Abfall- und Reststoffe
 - sinkende Quotenpreise verringern Attraktivität
 - Regelung zum Netzanschluss muss zeitnah klar werden
- Übergreifend bremst der bürokratische Aufwand (Zertifizierung, Netzzugang)

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

Ingo Baumstark
Regionalreferent Ost

Ingo.baumstark@biogas.org
www.biogas.org

