



VERMARKTUNG BIOMETHAN – EEG UND WEITERE MÄRKTE

Constantin Veitl | Landwärme GmbH

57. Biogas - Fachtagung Thüringen | 22. November 2022

ALS FÜHRENDER BIOMETHANHÄNDLER IN EUROPA VERBINDET LANDWÄRME ERZEUGUNG UND NUTZUNG



Dienstleistungen entlang der Wertschöpfungskette von **A** wie Aufbereitung bis **Z** wie Zertifizierung

LANDWÄRME GMBH
Biomethanhandel

LANDWÄRME SERVICE GMBH
Dienstleistungen & Transport

ERDGASPREISE WEITER WECHSELHAFT

02/2022 – 09/2022



STEIGENDER CO₂-PREIS IN EU & DE TREIBT ERDGASPREISE ZUSÄTZLICH IN DIE HÖHE



	DEUTSCHE CO ₂ -ABGABE	AUFSCHLAG AUF ERDGAS
JAHR	€/T	CT/KWH
2022	30	0,54
2023	35	0,63
2024	45	0,81
2025	55	0,99
Handelskorridor ab 2026	65	1,17
	130	2,34

ES BRAUCHT EINEN DREIKLANG DER ENERGIEWENDE: STROM, H₂ & METHAN – UND ALLES 100 % ERNEUERBAR



GRÜNER WASSERSTOFF

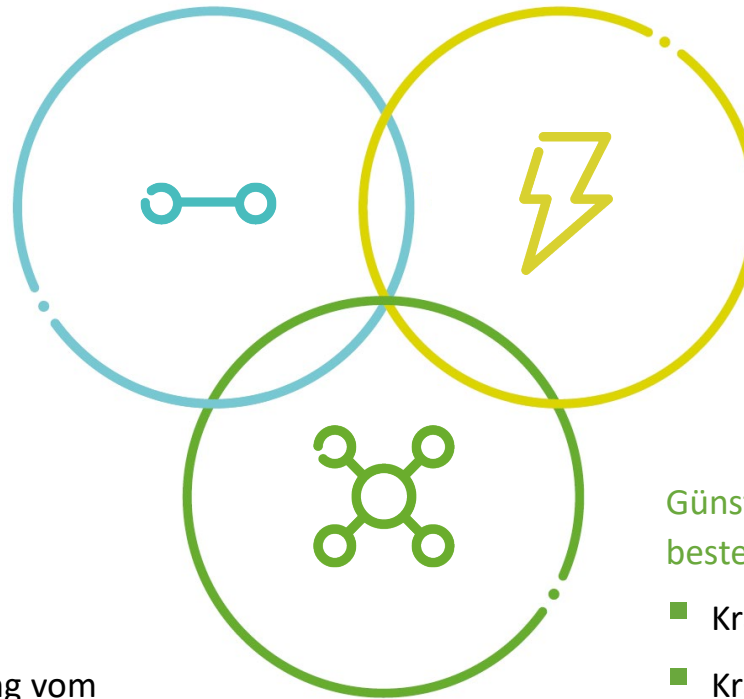
Elektrolyse von Wasserstoff
als sinnvollste Nutzung für
überschüssigen EE-Strom

ERNEUERBARER STROM

fluktuierender, günstiger,
erneuerbarer Strom als
Primärenergie der Zukunft

Ergänzung zu H₂ & Strom

- Sektorenkopplung zu Abfall- & Landwirtschaft
- ermöglicht fließenden Übergang vom Energieträger Erdgas
- Erzeugung aus Biogas, Holzgas und Wasserstoff möglich



GRÜNES METHAN

Günstiger als Wasserstoff in bestehenden Einsatzfeldern

- Kraft-Wärme-Kopplung
- Kraftstoff für Schifffahrt, Bus- und Schwerlastverkehr

A wide-angle photograph of a rolling green landscape under a sunset sky. The sun is low on the horizon, casting a warm orange glow over the hills. The foreground shows a field of yellow wildflowers. A semi-transparent teal rectangle is overlaid on the lower half of the image, containing the title text.

MARKTÜBERBLICK BIOMETHAN

MARKTAMPEL FÜR BIOMETHAN



MARKTAMPEL FÜR BIOMETHAN

PRODUKTE	AKTUELL	VORQUARTAL	PROGNOSE
EEG 2004/2012 ²	→	↗	→
EEG 2009 ²	→	↗	→
EEG 2021 ²	↗	↗	↗
Ökogas ³	↗	↗	→
Kraftstoffgas (Crop) ⁴	→	→	→
Kraftstoffgas (Non-Crop) ⁵	→	→	→
Kraftstoffgas (Fortschrittlich) ⁶	↗	↗	↗

Die Marktampel stellt die Nachfragesituation nach dem Biomethanprodukt im betrachteten Quartal dar.

- ↗ Nachfrage zunehmend
- Nachfrage stagnierend
- ↘ Nachfrage rückläufig

ANGEBOT UND NACHFRAGE



PRODUKTION & BESTAND GETRIEBEN DURCH HOHE ENERGIEPREISE UND Knappe Substrate



Gesamte Einspeisekapazität und -menge 2021 unwesentlich erhöht (ca. 230 BGAA in Betrieb) aber: aktuell 35-40 neue Projekte in Planung (v.a. BGA mit Gülle/Mist)



Aktuell weitere Neuprojekte mit Fokus Kraftstoffmarkt in Planung (v.a. Bestands-BGA mit entsprechender Größe und Substratversorgung)



Teilweise kritische Rahmenbedingungen: weniger Substrat, signifikant höhere Stromkosten für die BGAA; zudem Wegfall der vNNE (7 €/MWh)



Mittlerweile über 145 BGAA REDcert-zertifiziert (zumindest Teilmengen)



Long-Position aufgelöst; Markt läuft short

ANGEBOT UND NACHFRAGE: BIOMETHANABSATZ



KRAFTSTOFFMARKT

- Umstellungen Tankstellen auf Biomethan vollständig abgeschlossen
- Absatz CNG-Tankstellen nicht mehr abnehmend
 - aktuell keine NawaRo-Mengen im Kraftstoffmarkt (gedeckt durch physische Beimischung)
 - THG-Quote: Preis zuletzt nachgelassen
 - kein Bedarf, abwartende Haltung Verpflichtete
- Ausbau LNG-Pfad
 - in 2021 weitere Absatzsteigerungen (ca. 1,8 TWh)
 - aktuell allerdings Probleme in der Logistik: fahren wieder Diesel (LNG zu teuer)
 - geplante Verflüssigungsprojekte verzögern sich

ANGEBOT UND NACHFRAGE: BIOMETHANABSATZ



KWK-MARKT

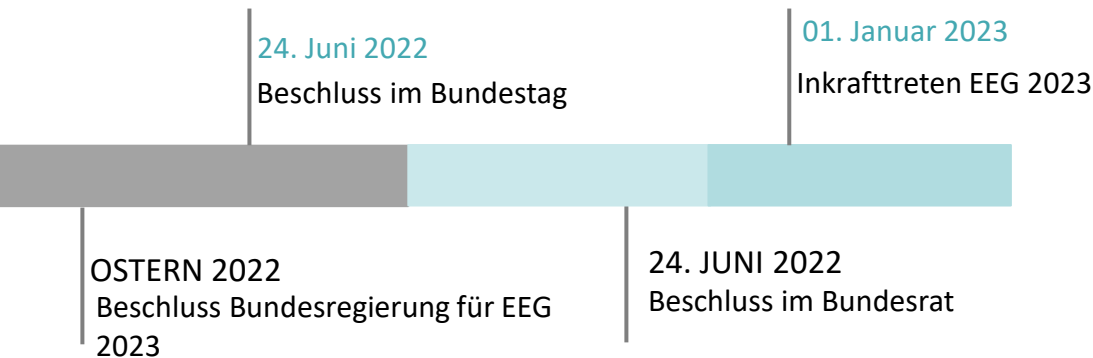
- Ausschreibung EEG 2021 Biomethan (Dez 2021)
 - Teilnahme fast Punktlandung zur ausgeschriebenen Menge von 150 MW: Zuschlag für 147 MW
- Ausschreibung EEG 2021 in 2022
 - Teilnahme deutlich unterzeichnet: 163 MW Gebote bei 710 MW Volumen in 3 Ausschreibungen
 - Davon nur ca. 15 MW Biomethan
- Umstellung mit Stilllegungskapazität nur noch bis Ende 2022 möglich

WÄRMEMARKT

- GEG/EWärmeG BaWü weiter Erfüllung über ausländische Zertifikate; auch hier ziehen Preise an
- Ökogas: Präferenz zu Reststoffen; mittelfristig weitere Nachfrage zu erwarten; Zertifizierungs-pflicht kann kommen; Rückmeldung DEHSt zu Anforderungen BEHG (und ETS) ausstehend

EEG 2023 – VERÄNDERTER FOKUS,
NEUE CHANCE?

ZEITPLAN UND ÜBERGEORDNETE ZIELE EEG 2023



- Stromerzeugung aus EE soll von 240 TWh auf 600 TWh im Jahr 2030 steigen
- „Ausbaupfad“ für Biomasse bis 2030
 - Biomasse/ Biomethan: 8,4 GW (2021: 10,4 GW)
- Förderung der Biomasse wird fokussiert auf hochflexible Biomethan-Spitzenlastkraftwerke
- Biomethan-KWK-Anlagen ab 10 MW_{el} müssen „H₂ ready“ sein

EEG 2023: BIOMETHAN NUR NOCH IN DER BIOMETHANAUSSCHREIBUNG



BIOMETHANAUSSCHREIBUNG

- zweimal pro Jahr (01.03. und 01.09.)
- 600 MW p.a. (endogene Mengensteuerung)
- Neuanlagen (noch nicht in Betrieb genommen)
- keine Umstellung von KWKG auf EEG
- Höchstgebotsgrenze:
 - 19,3 ct/kWh Neubau (20a)
 - 1 % Degression
- max. 876 h p.a.
- Flexibilisierungszuschlag 65 €/kW_{el}
- Aufhebung Größenbeschränkung 20 MW_{el}
- nur BHKW in der Südregion

ALLGEMEINE BIOMASSEAUSSCHREIBUNG



VERÄNDERUNGEN FÜR BIOMETHAN EEG 2023



BIOMETHAN NUR NOCH IN DEN BIOMETHAN-AUSSCHREIBUNGEN

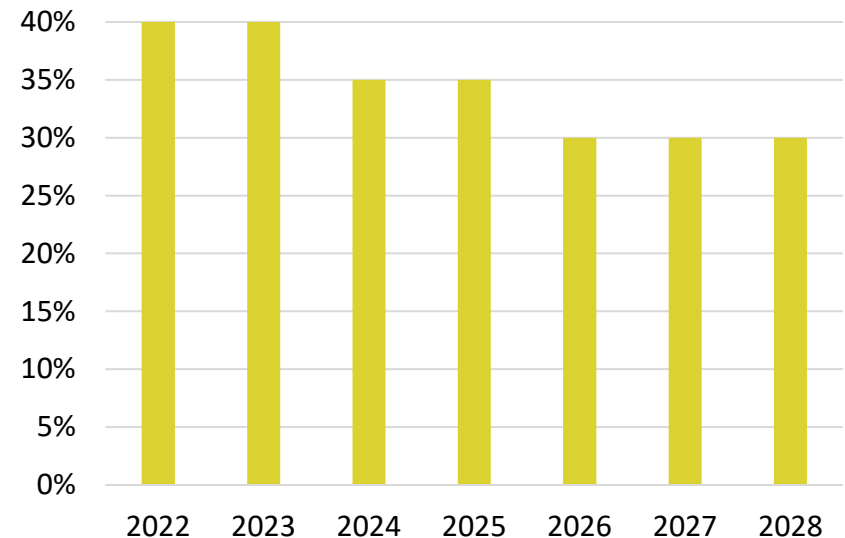
- kein Biomethan in der allgemeinen Biomasseausschreibung
- keine Vergütung für Anlagen kleiner 150 kW
- Biomethan ab 2024 nicht im KWKG zulässig

ANFORDERUNGEN AN DAS BIOMETHAN

- Einspeisung in Deutschland
- Abgasnachbehandlung
- 150 Tage gasdichte Verweildauer der Gärreste
- Nachhaltigkeitszertifizierung bei >2 FWL

VERSCHÄRFUNG DES MAISDECKELS

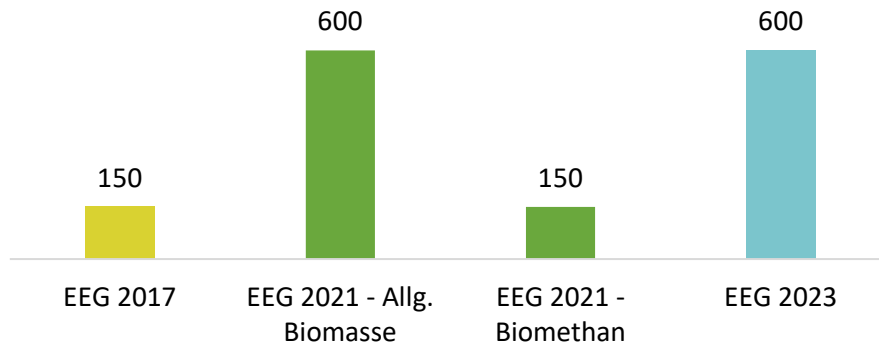
- stufenweise Absenkung des Maisdeckels im EEG 2023:
 - 40 % in 2022/2023
 - 35 % in 2024/2025
 - 30 % ab 2026 - 2028



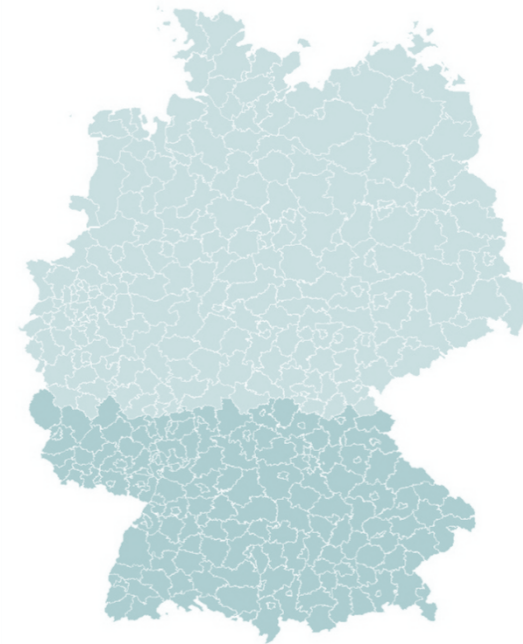
VERÄNDERUNGEN FÜR BIOMETHAN EEG 2023



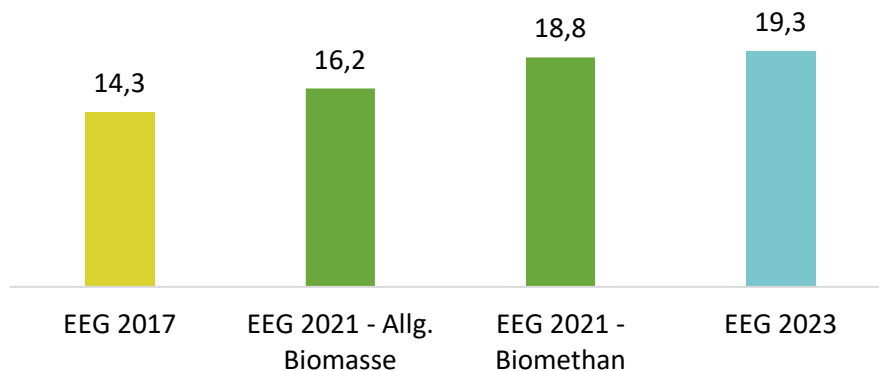
AUSSCHREIBUNGSMENGEN IN MW/A



ZUSCHLÄGE NUR IN DER SÜDREGION



HÖCHSTGEBOTSGRENZEN IN CT/KWH

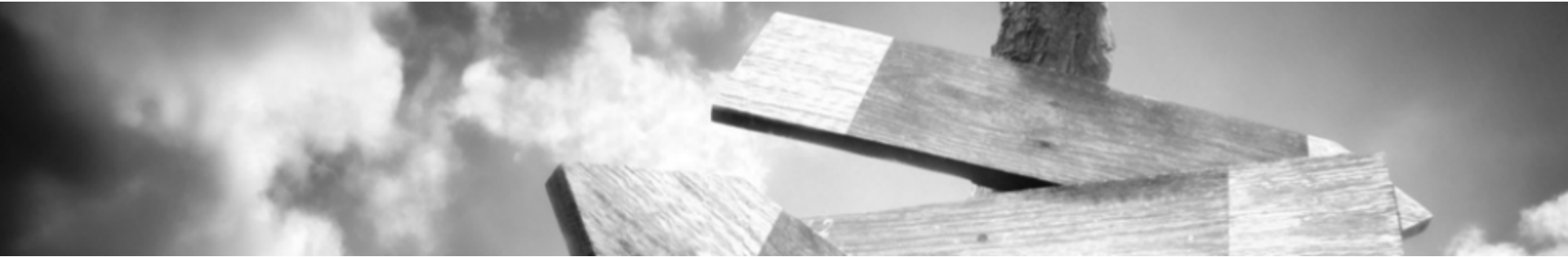


Quelle Abb.: <https://www.energieagentur.nrw/blogs/erneuerbare/beitraege/windenergie/fachbeitrag-eeg-2021-die-wichtigsten-aenderungen/0>

A wide-angle photograph of a rolling green landscape under a sunset sky. The sun is low on the horizon, casting a warm glow over the hills. The foreground shows a field of yellow wildflowers. A semi-transparent teal rectangle is overlaid on the lower part of the image, containing the title text.

MÖGLICHE NEUE ABSATZFELDER

ÜBERSICHT WIRKUNGS- & INVESTITIONSKOSTEN



TYPISCHE ELEKTRISCHE WIRKUNGS-GRADE (IN % HS)

- GuD-Anlage: 50 – 58 %
- Gasturbine: 33 – 50 %
- BHKW: 30 – 40 %

TYPISCHE INVESTITIONSKOSTEN IN €/KW ELEKTRISCHER LEISTUNG

- GuD-Anlage: rd. 1.000 €/kW
- Gasturbine: rd. 600 €/kW
- BHKW: rd. 400 €/kW



ZAHLUNGSBEREITSCHAFT ABHÄNGIG VON TECHNOLOGIE & WIRKUNGSGRAD



- abhängig von der Technologie und dem elektrischen Wirkungsgrad ergeben sich unterschiedlich hohe Zahlungsbereitschaften für das Biomethan
- Übersicht Höchstgebotswerte und Zahlungsbereitschaft in ct/kWh

AUSSCHREIBUNGSJAHR		2023	2024	2025	2026	2027	2028
Höchstgebotswert		19,30	19,11	18,92	18,73	18,54	18,35
Zahlungsbereitschaft Ct/kWh	BHKW	GuD Anlagen haben die höchste Zahlungsbereitschaft!					
	GT						
	GuD						

Wirkungsgrad el. (GuD, GT, BHKW): 58 %, 42 %, 40 %

PROJEKTE IN PLANUNG



Übersicht

Einheiten

Aktuelle Einheitenübersicht

Erweiterte Einheitenübersicht

Gelöschte & Deaktivierte Einheiten

Netzanschlusspunkte und Lokationen

Kontaktneure

Download

Suche

Neu

Suche

MaStR-Nr.

Einheiten / Erweiterte Einheitenübersicht

Erweiterte Einheitenübersicht

Basisangaben						
	MaStR-Nr. der Einheit	Anzeige-Name der Einheit	Betriebs-Status	Energieträger	Bruttoleistung der Einheit	Nettonennleistung der Einheit
	SEE967279432140	GT11800	In Planung	Erdgas	38.000	34.770
	SEE983237534152	GT13800	In Planung	Erdgas	25.000	22.870
	SEE915432109163	Irsching 6	In Planung	Erdgas	320.000	300.000
	SEE948351715917	GuD Herne	In Planung	Erdgas	725.400	657.000
	SEE936502086450	IPH Strom GTX 7	In Planung	Erdgas	89.000	87.000
	SEE974805767829	IPH Strom GTX 8	In Planung	Erdgas	89.000	87.000
	SEE918609979057	Heizkraftwerk Leipzig Süd GTA 9A	In Planung	Erdgas	66.800	65.600
	SEE980915157566	Heizkraftwerk Leipzig Süd GTA 9B	In Planung	Erdgas	66.800	65.600
	SEE920575296687	Kraftwerk VII, Block 71	In Planung	Erdgas	92.000	90.400
	SEE939692270074	Scholven GuD GT1	In Planung	Erdgas	55.502	52.930

Quelle: MaStR abgerufen am 27.10.2022



- weniger geförderte Stunden → Fokus auf **Spitzenlasterzeuger** („Peaker“)
- passt prinzipiell zum Betriebskonzept einer GuD-Anlage bzw. Gasturbine
- Höchstgebotswerte angehoben, Flexzuschlag konstant
- Leistungsbegrenzung von **20 MW_{el} aufgehoben** → auch für große Anlagen wie Gas- und Dampfturbinenkraftwerke, Gasturbinen interessant (?)
 - hohe elektrische **Wirkungsgrade ermöglichen** eine **hohe Zahlungsbereitschaft** für Biomethan
 - der **Flexzuschlag** von insgesamt 1.300 €/kW_{el} **deckt** die Kosten für **Investition**

The background image shows a dirt path winding through a field of tall, golden-brown grass. A faint rainbow is visible in the distance, partially obscured by the grass. A semi-transparent teal rectangle is overlaid on the lower half of the image, containing the main text.

THG-WERT IST DIE NEUE WÄHRUNG

BEGRIFFSDEFINITIONEN



TREIBHAUSGASMINDERUNG

Prozentuale Einsparung von CO₂ bei der Verwendung von Biokraft- und -brennstoffen im Vergleich zu fossilen Brenn- oder Kraftstoffen

THG-QUOTE

System zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen durch Verpflichtung der Mineralölkonzerne zur THG-Minderung

THG-WERT [IN CO_{2EQ}/MJ]

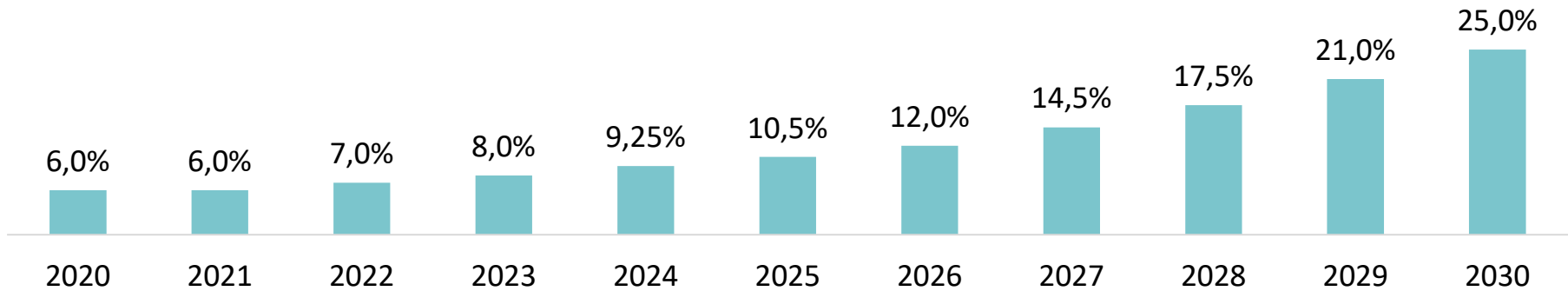
Höhe der THG-Emissionen von Biomethan, abhängig von den eingesetzten Substraten in der Erzeugung



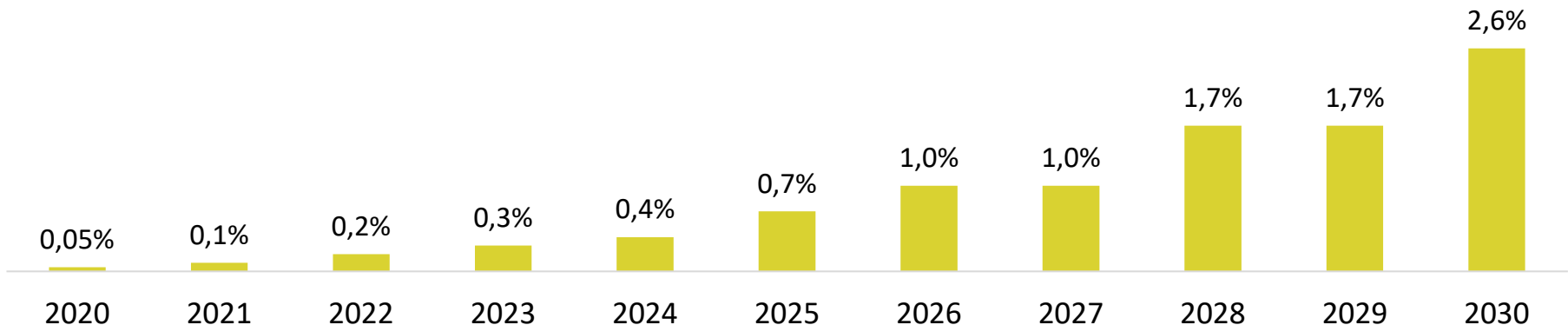
STEIGENDE THG-QUOTEN ERHÖHEN NACHFRAGE NACH BIOMETHAN ALS KRAFTSTOFF



THG-QUOTE



UNTERQUOTE FÜR FORTSCHRITTLICHE KRAFTSTOFFE



STANDARDWERTE FÜR BIOMETHAN IM KRAFTSTOFFMARKT NACH RED II



DISAGGREGIERTER STANDARDWERT [g CO _{2eq} /MJ] FÜR:	BIOMETHAN AUS		
	BIOABFALL	GÜLLE	MAIS
Anbau (e _{ec})	0	0	17,6
Verarbeitung (e _p)	7,2	4,4	6,0
Aufbereitung (e _p)	6,3	6,3	6,3
Transport (e _{td})	0,5	0,9	0,0
Verdichtung Erdgastankstelle (e _{td})	4,6	4,6	4,6
Güllebonus (e _{sca})	-	-111,9	-
Gesamtstandardwert	18,6	-95,7	34,5
Standardwerte aus der RED I	23	15 bzw. 16	keine

THG-WERT IST DIE NEUE WÄHRUNG



je niedriger der THG-Wert des Biomethan, desto mehr Erlöse können erzielt werden

- besonders geeignete Substrate sind Gülle und Abfall-/Reststoffe
- auch mit CCS-Verfahren kann der THG-Wert gesenkt werden
- langfristigen Substrateinkauf sichern, solange die Kosten noch niedrig sind
- Kraftstoffmarkt bringt kurze Amortisation
- EEG bringt langfristig Gewinne

MIT BIOMETHAN SIND DRINGEND NÖTIGE NEGATIVEMISSIONEN EINFACH MÖGLICH



CARBON CAPTURE & STORAGE

ist bereits Teil der Biomethanproduktion

über die bestehende Gasinfrastruktur
zu Endlagerstätten wie leere Erdgasfelder



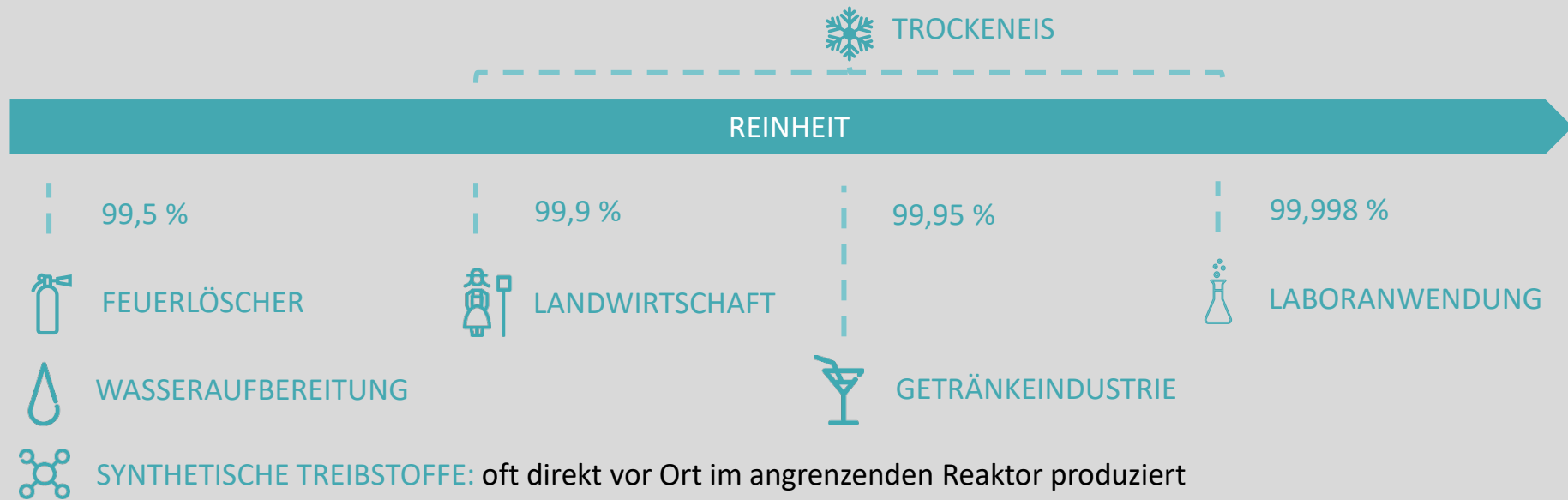
CO₂-Lagerung sollte für CO₂ aus Bioenergie und DAC
reserviert werden, um echte negative Emissionen zu erzielen.

Vor der CO₂-Lagerung sollten alle industriellen Anwendungen
durch CO₂ aus BGAA bedient werden (CCU).

CCU – NEUE ANWENDUNGEN FÜR BIOGENES CO₂



Carbon Usage kann bei hohem Reinheitsgrad in Anlagen mit stabiler Produktion erreichbar sein.



- profitabelste Anwendungsfälle (Lebensmittel- und Getränkeindustrie) setzen **Zertifizierung** und **Überwachung** voraus; **landwirtschaftliche Inputstoffe** bevorzugt
- Wir unterstützen Sie bei der Evaluation von Anwendungsfällen in Ihrer Umgebung, um den optimalen Kompromiss zwischen Investition und Ertrag für Sie zu finden.

OPTIMIERTE ANLAGEN: EE-STROM & WÄRME, CCS, GÄRRESTAUFBEREITUNG, GERINGER TRANSPORT



DISAGGREGIERTE WERTE AUF DER
INDIVIDUELLEN BERECHNUNG [g CO_{2eq}/MJ]:

	BIOMETHAN AUS		
	BIOABFALL	GÜLLE	MAIS
Anbau (e_{ec})	0,0	0,0	6,0
Verarbeitung (e_p)	0,1	0,2	0,1
Aufbereitung (e_p)	0,1	0,1	0,1
Transport (e_{td})	0,0	0,0	0,2
Verdichtung Erdgastankstelle (e_{td})	0,6	0,6	0,6
Güllebonus (e_{sca})	-	-111,9	-
Carbon Capture & Storage (e_{ccr})	-36	-45	-52
Gesamt-THG-Wert	-35,2	-156,0	-45
Standardwerte aus der RED II	18,6	-95,7	34,5



GEMEINSAM REGIONALE WERTSCHÖPFUNG ETABLIEREN

HERAUSFORDERUNGEN UND OPTIMIERUNGSMÖGLICHKEITEN



SAMMELLEITUNG & ZENTRALE GASAUFBEREITUNG

- gute Möglichkeit zur Senkung von Investitionskosten für Netzanschluss & Gasaufbereitung
 - beste Skaleneffekte bei Gasaufbereitung mit 700-1000 m³ Biomethan
 - Gasaufbereitung kann am Netzanschluss errichtet werden
- mehrere lokale BGA müssen sich einigen
- abrechnungsrelevante Messung von Biogas aufwendig und ungenau

BILANZIELLE TEILUNG ZWISCHEN UNTERSCHIEDLICHEN INPUTSTOFFEN

- bilanzielle Teilung auf unterschiedlichen Ebenen denkbar
 - im Fermenter: zw. BGAA & BHKW
 - vor BGAA: zw. mehreren BGA
 - im Gasnetz
- höchste Limitation aus dem NawaRo-Bonus EEG 2004 und EEG 2009
- EEG 2021/EEG 2023 und Kraftstoff bieten mehr Möglichkeiten

ENTSCHEIDUNGSKRITERIEN ZWISCHEN VERSTROMUNG UND GASEINSPEISUNG



Anlagengröße o.
Ausbaupotential

Wärmenutzung

Restlaufzeit EEG

Input-Mix:
Anteil Gülle/Mist



VERSTROMUNG



GASEINSPEISUNG

ZUSAMMENFASSUNG



- Rahmenbedingungen für Biomethan haben sich deutlich verbessert
- EEG 2021 & EEG 2023 bieten gesicherte Absatzmöglichkeiten bis in die 2040er
- CO₂-Abscheidung & -Nutzung/Lagerung als neues Standbein
- hohe Biomethanpreise im Kraftstoffsektor sorgen für kurze Amortisierung der Investitionen

JETZT IST ZEIT ZU HANDELN!





LANDWÄRME GMBH
Ungererstraße 40
80802 München
T +49 | 89 | 248 820 010
www.landwaerme.de

CONSTANTIN VEITL
Biomethan-KWK
Biomethan-kwk@landwaerme.de
T +49 | 89 | 248 820 011