

Biogas – Status quo und Anlagenentwicklung

Jaqueline Daniel-Gromke, Nadja Rensberg, Velina Denysenko



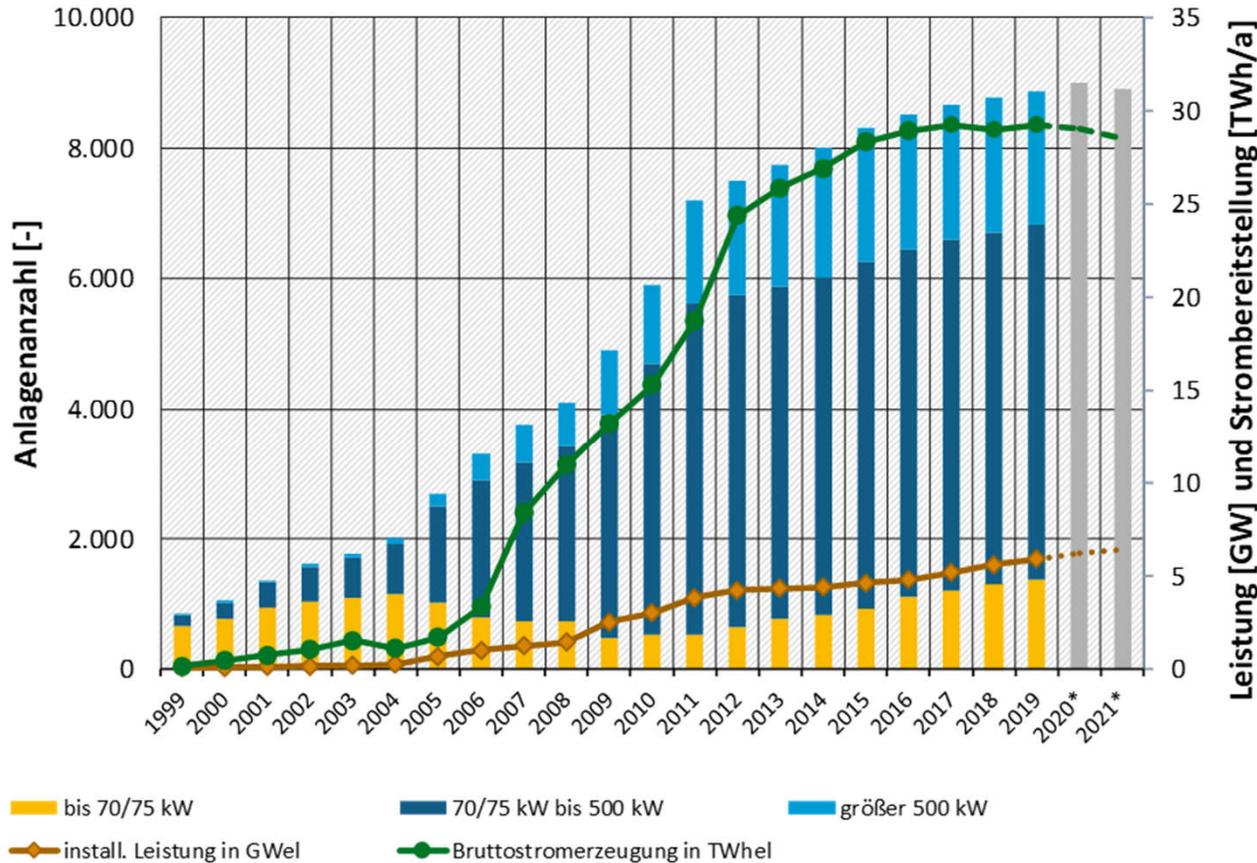
02.03.2021 | online - Biogasfachgespräche Leipzig

Agenda

- Anlagenbestand Biogas
- EEG Monitoring
- EEG 2021 – wesentliche Änderungen
- Auswirkungen /Ausbauentwicklungen Biogas
- Befragung Teilnehmer – Weiterbetrieb Biogasanlagen

Entwicklung der Biogasanlagen

Anzahl nach Leistungsklasse und installierte Leistung



- 2020: ~ 9.200 Anlagen zur Biogasproduktion in Betrieb inkl. Anlagen zur Produktion von Biomethan (ca. 9.000 Anlagen ohne Biomethan)
- Seit 2012 kein signifikanter Zubau
- überwiegend Leistungserweiterungen bestehender Anlagen, (motiviert durch Flexibilitätszuschlag/-prämie)
- Neubau beschränkt sich auf Güllekleinstanlagen (< 75 kWel) und wenige Anlagen zur Bioabfallvergärung

Quelle: DBFZ 5/2020. Datengrundlage: Größenklassenverteilung der Biogasproduktionsanlagen nach DBFZ-Datenbasis Anlagendatenbank und Daten des Anlagenregisters und ÜNB-Daten (Netztransparenz 2018) Zubau Güllekleinstanlagen bis 75 kWel ab 2012 in der Leistungskategorie „70/75kW“ zugeordnet; installierte Anlagenleistung und Stromerzeugung bis 2019 nach AGEE-Stat 2/2020 (BMWI 2020), *Prognose DBFZ 2020 und 2021.

EEG-Monitoring „Biomasse“

EEG Monitoring (Biomasse) - BMWi

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum spartenspezifischen Vorhaben „Stromerzeugung aus Biomasse sowie Klär-, Deponie- und Grubengas“

Projektziele:

- Datenerhebungen Biomasseanlagen und die Ermittlung der Stromgestehungskosten
- Fokus der Berichterstattung insbesondere auf die Datenerhebung, die durch die amtlichen Statistiken nicht abgedeckt sind
- Analyse und Evaluation der aktuellen EEG-Regelungen (Stromerzeugung aus Biomasse)

Dauer : 9/2020 – 8/2023

Partner: Fraunhofer IEE (Lead), DBFZ, ESE-Consult (Prof. Dr. Uwe Holzhammer)



Projektteam DBFZ



Jaqueline Daniel-Gromke

Projektleitung DBFZ | AP 1, 2, 4, 6
Biochemische Konversion | Biogas/Biomethan,
Klär-/Deponiegas, Szenarien, Kosten



Uta Schmieder

Projektstellvertretung | AP 2
Szenarioentwicklung, Rahmenbedingungen,
Handlungsempfehlungen /Politik

Nadja Rensberg

Biochemische Konversion | AP 1
Anlagenbestand Biogas; Datenbank &
Betreiberbefragung Biogas



Dr. Harry Schindler

Bioenergiesysteme | AP 2
Rahmenbedingungen,
Handlungsempfehlungen /Politik



Martin Dotzauer

Bioenergiesysteme | AP 1, 2, 3, 4, 5
Anlagenbestand feste Biomasse,
Flexibilisierung, Szenarien, Biomasse
außerhalb EEG

Velina Denysenko

Biochemische Konversion | AP 1, 2, 3, 6
Anlagenbestand Biomethan,
BNetzA-Daten



Annemarie Kronhardt

Bioenergiesysteme | AP 1, 5
Anlagenbestand feste Biomasse

Tino Barchmann

Biochemische Konversion | AP 3, 4
Ökonomische Bewertung, Flexibilisierung



Stefan Majer

Bioenergiesysteme | Nachhaltigkeitsfragen, LCA,
Zertifizierungen

Karin Naumann
Bioraffinerien | Anlagenbestand
flüssiger Biomasse

EEG-Monitoring (Biomasse) - Arbeitspakete

- (1) Entwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG
- (2) Szenario der Anlagenentwicklung bis 2030 mit Blick auf die Ziele der Bundesregierung sowie notwendige Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen
- (3) Flexibilisierung von Biomasseanlagen
- (4) Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse
- (5) Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG
- (6) Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas
- (7) Kurzstellungnahmen

EEG-Monitoring (Biomasse) - Arbeitspakete

- (1) Entwicklung des Anlagenbestandes und der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG (Lead DBFZ)**
 - (2) Szenario der Anlagenentwicklung bis 2030** mit Blick auf die Ziele der Bundesregierung sowie notwendige Rahmenbedingungen und Handlungsempfehlungen **(Lead DBFZ)**
 - (3) Flexibilisierung von Biomasseanlagen**
 - (4) Kosten der Stromerzeugung aus Biomasse (Lead DBFZ)**
 - (5) Stromerzeugung aus Biomasse außerhalb des EEG**
 - (6) Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas**
 - (7) Kurzstellungnahmen**
- Derzeit hohe Nachfragen aufgrund Novellierungen**

EEG 2021 – wesentliche Änderungen im Überblick

Chancen & Herausforderungen des EEG 2021

- Festlegung und Erhöhung jährliches **Ausschreibungsvolumen bis 2028**
 - 600 MW/a für Biomasse
 - zusätzlich 150 MW/a für Biomethan-BHKW (Südregion)
- Anpassung **Höchstgebotspreise**: Bestandsanlagen 18,4 ct/kWh_{el}, Neuanlagen 16,4 ct/kWh_{el}
- Bonus Kleinanlagen (< 500 kW) in den Ausschreibungen 2021 - 2025: +0,5 ct/kWh_{el}
- Separate Ausschreibung **Biomethan**: 19 ct/kWh_{el} für hochflexible Biomethan-BHKW (Südregion)
- Einführung „**Südquote**“ im regulären Ausschreibungssegment (§ 39d EEG 2021)
 - ab 2022 50% der bezuschlagten Leistung in Südregion
- Anpassung Ausschreibungsdesign:
 - **80%-Regel, endogene Mengensteuerung** bei unterzeichneten Ausschreibungen (Wettbewerb),
 - Nicht bezuschlagte Ausschreibungsmengen mit Verzögerung von 3 Jahren ausgeschrieben

Chancen & Herausforderungen des EEG 2021

- **Aufhebung Flexibilitätsdeckel**
- **Anpassung Flexibilitätszuschlag**
 - Von 40 auf 65 €/kW install. Leistung angehoben (Neu-/Bestandsanlagen)
 - Aber: bei Bestandsanlagen Flexzuschlag nur für zusätzlich (neu) installierte Leistung
- Einführung von **Qualitätskriterien für die Flexibilität** (§ 50 Abs. 3 EEG 2021)
 - Mind. 4.000 Viertelstunden /a mind. 85 % der install. Leistung abzurufen
 - hochflexible Biomethan-BHKW: Mind. 2.000 Viertelstunden /Jahr
- **Verschärfung von Flexibilitätsanforderungen** (§ 39i Abs. 2, § 39m EEG 2021)
 - Biogas: Bemessungsleistung 45% der install. Leistung;
Biomethan-BHKW: 15 %, Güllekleinanlagen: 50%
 - Feste Biomasse: Bemessungsleistung 75% der install. Leistung

Chancen & Herausforderungen des EEG 2021

- **Güllekleinanlagen:**
 - Streichung der Beschränkung 75 kW Bemessungsleistung (§ 44 EEG 2021);
 - Anhebung 75 kW auf 150 kW install. Leistung;
 - Anspruch auf Flexzuschlag ab 100 kW install. Leistung mit 65 €/kW install. Leistung (Flexibilitätsanforderungen und Bemessungsleistung 50% der install. Leistung)

- Verordnungsermächtigung - **Anschlussregelung für Gülle(klein)anlagen** (§ 88b EEG 2021)
 - Für Biogasanlagen, die mind. 80% Gülle/Festmist massebezogen (ohne Geflügel/HTK) einsetzen und eine installierte Leistung von maximal 150 kW aufweisen

- **Senkung des „Maisdeckels“** (§ 39i Abs. 1 EEG 2021):
 - Max. 40% massebezogen Mais und Getreidekorn für neu bezuschlagte Biogasanlagen („Maisdeckel“ vorher 44%)

Exkurs: Biomethan-BHKW hochflexibilisiert – Kostenbewertungen

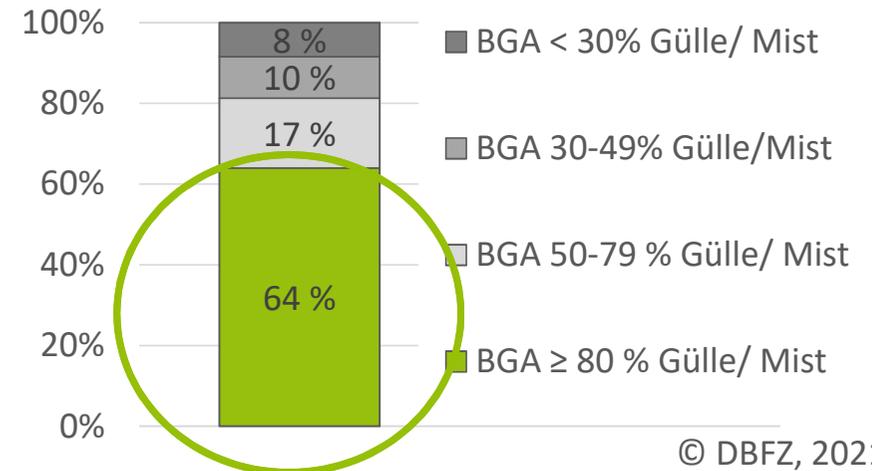
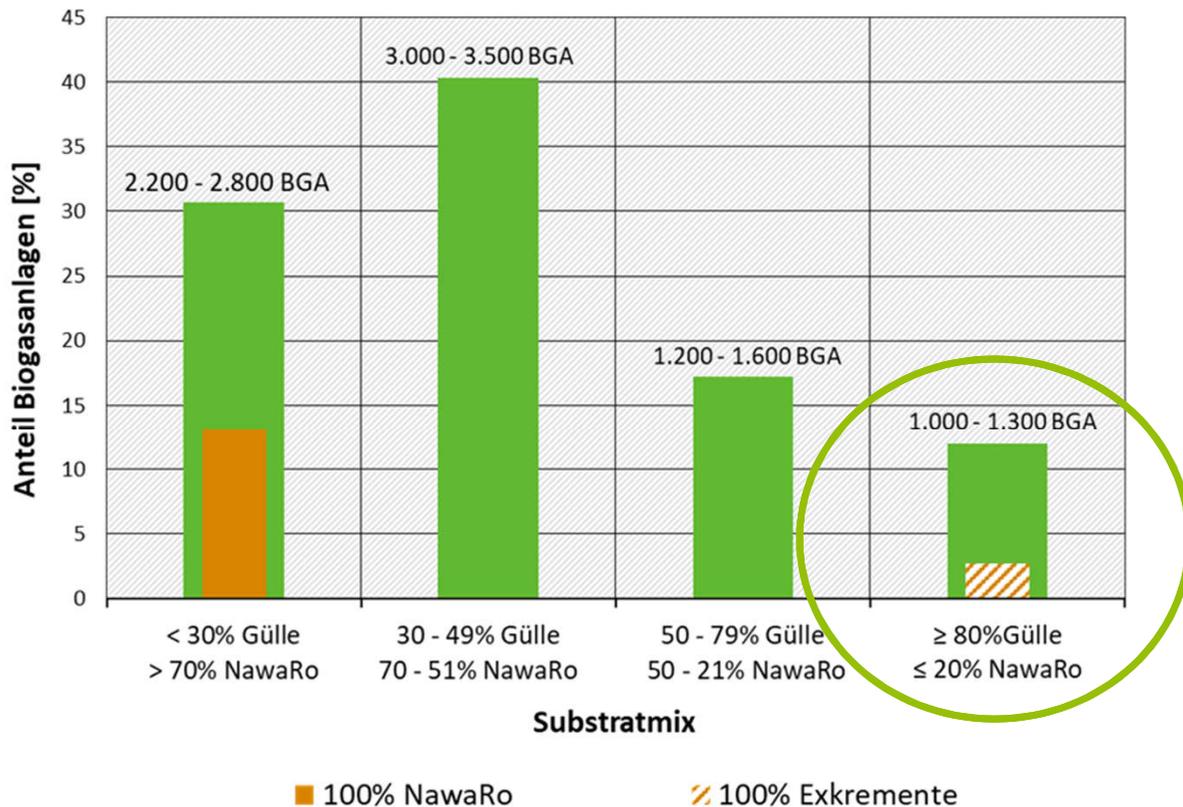


Stromgestehungskosten in ct/kWhel neuer Biomethan-BHKW (hochflexibilisiert: 1.300 h/a, 15% Bemessungsleistung) mit Variation des Biomethanbezugspreises inkl. Gasnetzentgelte – mit Wärmeerlösen von 2 ct/kWh_{th} für 1.300 h/a

Erdgas-BHKW-Modul kWel	Stromgestehungskosten ct/kWhel inkl. Wärmelöse Variation: Biomethanbezugspreis, ct/kWh _{HS}			
	9	8	7	6
500 kWel	34,2	33,0	29,8	26,6
1.000 kWel	33,2	30,1	27,0	23,9
10.000 kWel	27,2	24,4	21,6	18,8
Höchstgebotswert EEG-2021 (19 ct/kWhel)	19,0	19,0	19,0	19,0
Höchstgebotswert inkl. Flexzuschlag (65 €/kW)	24,0	24,0	24,0	24,0
ggf. Mehrerlöse Fahrplanoptimierung 2 ct/kWhel	2,0	2,0	2,0	2,0
Erlöse gesamt	26,0	26,0	26,0	26,0

Quelle: DBFZ 2020 / EEG-Monitoring Biomasse

Exkurs: Substrateinsatz Biogasanlagen <150 kWel GüllekleinanlagenVO



© DBFZ, 2021
Substratmix (massebezogen) kleiner Biogasanlagen ≤ 150 kWel, DBFZ Betreiberbefragung 2016 - 2020 (inkl. Güllekleinanlagen bis 75 kW!)

→ pot. Anlagen GüllekleinanlagenVO: ca. 200 - 700 bis 150 kWel und > 80% Gülleinsatz (massebezogen)

Quelle: Daniel-Gromke et al. 2019, Verbundvorhaben „Biogas2030“ (FKZ 37EV 16 111 0); DBFZ 2021 (Auswertungen der DBFZ-Betreiberbefragungen Biogas 2016 -2020)

Ausbauentwicklung – Biomasseanlagen

Szenariobetrachtungen



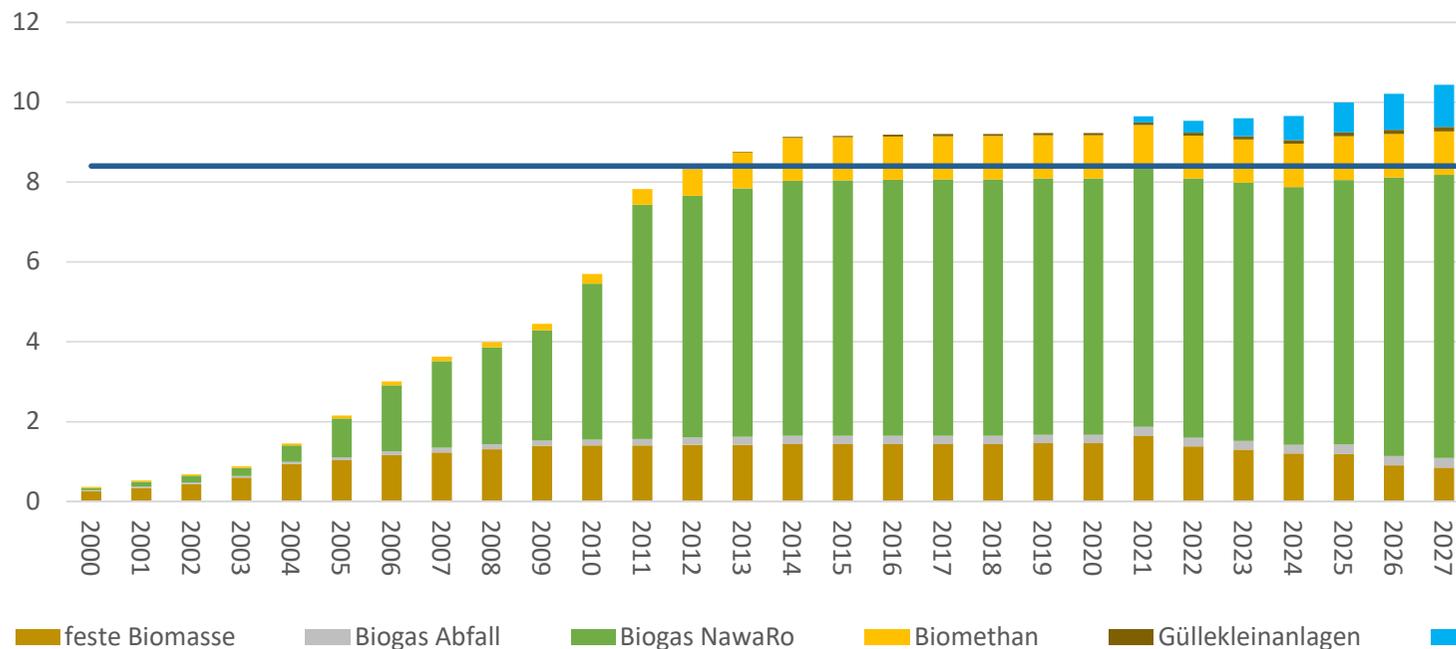
Noch 350 MW/ a → auf 600 MW/a anzupassen

Annahme: Zubaukorridor wird ausgeschöpft (oberes Szenario)

- 600 MW/ a Biomasse
- + 150 MW/a Biomethan hochflexibilisiert
- Anpassungen Altholzanlagen analog gestufter Anschlussförderung (Auslauf 2027)
- PÖL-BHKW noch zu integrieren (Auslauf EEG-Förderung)

→ Ableitung Real-Szenario

Biomasseanlagen im EEG - installierte Leistung [GW]
 Modellierung der Bestandsentwicklung nach Kabinettsbeschluss des EEG 2021 - best case Szenario*

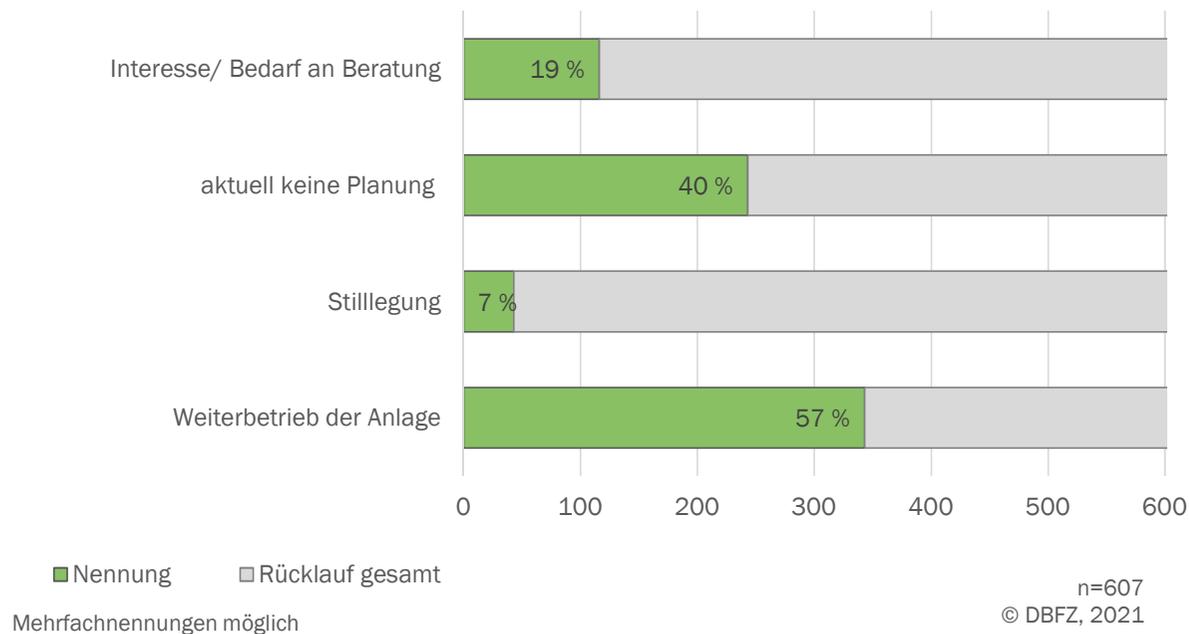


Quelle: DBFZ 09/2020, Martin Dotzauer – Modellierungen der Bestandsentwicklung nach Referentenentwurf EEG 2021- Best case Szenario

Befragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)
– Weiterbetrieb Biogasanlagen

Betreiberbefragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)

Planung nach Auslaufen der EEG-Vergütung



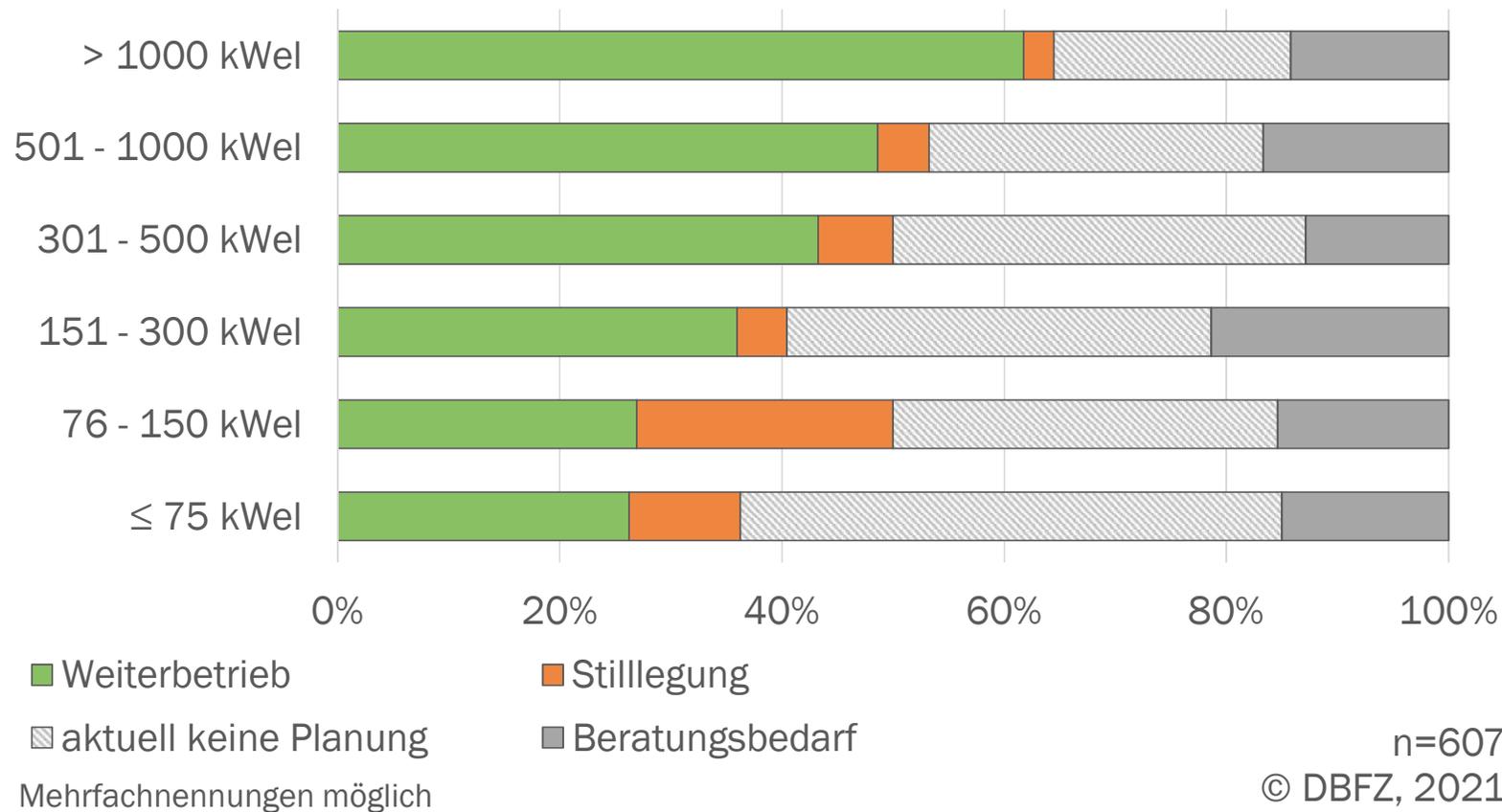
57% der Betreiber geben an, die Anlage nach Auslaufen der EEG-Vergütung weiterbetreiben zu wollen

40% der Betreiber geben an, dass die aktuell noch keine konkrete Planung zum Weiterbetrieb der Anlage haben

Mehrfachnennung beachten! Oftmals Weiterbetrieb und keine Planung oder auch keine Planung/ Beratungsbedarf gleichzeitig angegeben

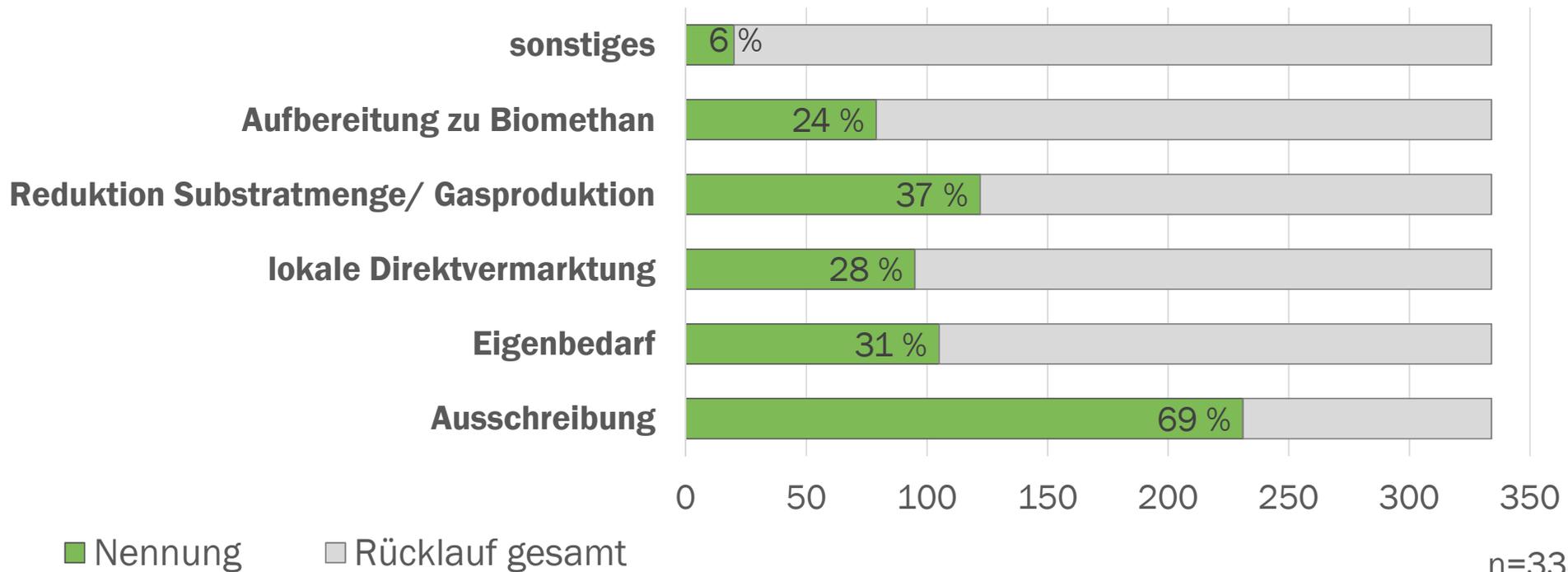
Betreiberbefragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)

Planung nach Auslaufen der EEG-Vergütung



Betreiberbefragung Biogas 2020 (Bezugsjahr 2019)

Weiterbetrieb nach Auslaufen der Vergütung



■ Nennung ■ Rücklauf gesamt
Mehrfachnennung möglich

n=334
© DBFZ, 2021

Mehrfachnennung beachten!

Ausblick Biogasentwicklung

- Weiterbetrieb über Anhebung von Ausbaukorridoren und Gebotswerten gegeben
- Teilnahme an Ausschreibungen EEG werden im Vordergrund stehen
- Größere Planungsunsicherheit aufgrund der 80% Regelung (stärkerer Wettbewerb)
- Anlagen fester Biomasse werden günstigere Gebotswerte abgeben können
- Teilnahme an Ausschreibungen mit Auslaufen der EEG-Vergütung (max. 2-3 Jahre vorher)
→ Wettbewerb bei den Ausschreibungen stärker ab 2023 zu erwarten
- Sonderausschreibung „hochflexible Biomethan-BHKW“ insbesondere für größere BHKW interessant
- Güllekleinanlagenverordnung für kleineren Anlagenteil relevant, abhängig von Ausgestaltung
- Generell: mit Ausstieg fossiler Kapazitäten Anstieg bei Flex-Erlöse durch Fahrplanoptimierung zu erwarten

Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

Ansprechpartner

Biochemische Konversion

Arbeitsgruppenleiterin AG Systemoptimierung

Dipl. Umweltwiss. Jaqueline Daniel-Gromke

Tel.: +49 (0)341 2434 – 441

Jaqueline.daniel-gromke@dbfz.de

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116

D-04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de

EEG 2021 und Perspektiven für Bestandsanlagen



MASLATON
Rechtsanwaltsgesellschaft mbH
Leipzig · München · Köln

Prof. Dr. Martin Maslaton

Fachanwalt für Verwaltungsrecht / Hochschullehrer Recht der
Erneuerbaren Energien TU Chemnitz

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

Referent

Prof. Dr. Martin Maslaton

Prof. Dr. Martin Maslaton ist Rechtsanwalt, Fachanwalt für Verwaltungsrecht sowie geschäftsführender Gesellschafter der MASLATON Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. Das Unternehmen berät in allen Bereichen des Rechts der Erneuerbaren Energien.

Als Hochschullehrer unterrichtet Herr Professor Maslaton das Recht der Erneuerbaren Energien und das Umweltrecht an der TU Chemnitz.

Aspekte des Datenschutzes für Unternehmen der Energiebranche gehen damit seit vielen Jahren einher. Er publiziert und referiert national und international zu diesen Themen, mit denen er sich seit einer Tätigkeit als Referent im Deutschen Bundestag auseinandersetzt.

Er ist in leitender Funktion in einer Reihe von Branchenverbänden engagiert, insbesondere als Landesvorstand Sachsen des BWE. Darüber hinaus ist er stellvertretender Vorsitzender des Energieausschusses der IHK zu Leipzig. Schließlich ist er Mitglied im Fachausschuss Regenerative Energien im Verein Deutscher Ingenieure (VDI) sowie Vorstandsmitglied im B.KWK.



Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?



MASLATON
Rechtsanwaltsgesellschaft mbH
Leipzig · München · Köln

Kanzleivorstellung

MASLATON Rechtsanwaltsgesellschaft mbH

- Hauptsitz in Leipzig mit weiteren Standorten in Köln und München, 2002 gegründet
- Beratungsschwerpunkte sind das Verwaltungsrecht, Energierecht, Zivilrecht mit Fokus auf dezentralen EE- und KWK-Projekten, M&A in der EE-Branche, Datenschutz- und Luftverkehrsrecht
- Wissenschaftliche Expertise durch Veröffentlichungen und universitäre Vorlesungen
- Standort Leipzig in der Eigenversorgung durch KWK- und PV-Anlage, E-Mobilität
- Verbandsengagement sowie sachverständige Stellungnahmen im Gesetzgebungsverfahren



Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?



MASLATON
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH
Leipzig · München · Köln

Inhaltsverzeichnis

Die Themen:

- I. Hintergrund des EEG 2021 und europarechtliche Anforderungen
- II. Perspektiven für ausgeförderte Anlagen
- III. Smart-Meter-Pflichten nach EEG 2021
- IV. Änderungen auf Vergütungsebene



I. EEG 2021 und europarechtliche Anforderungen

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- **EEG 2021 und Europa**
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- Vergütung

1. Stand der Gesetzgebung

- Verabschiedet am 16.12.2020
- Inkrafttreten grundsätzlich zum 01.01.2021
- Nach § 100 EEG 2021 sollen vergütungsrelevante Vorschriften für Bestandsanlagen weiter gelten

Noch offene Baustellen:

- Beihilferechtliche Genehmigung steht noch aus, beihilferechtlicher Vorbehalt in § 105 EEG 2021. Verfahren läuft.
- In der gesetzlichen Vergütung gilt EEG 2017 zunächst fort
- Genehmigung EEG 2017 hierfür im Gleichlauf mit den Umwelt und Energiebeihilfeleitlinien bis 31.12.2021 verlängert SA.59032 (2020/N)
- Zuschläge in Ausschreibung sollen unter aufschiebender Bedingung der Genehmigung durch die EU-Kommission erteilt werden

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- Vergütung

2. RED II – Ohne Europa geht nichts

- Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RL 2001/2018) REDII
 - Sieht umfangreiche Erleichterungen von Eigenversorgungs- bzw. „Prosumer“-Modellen vor
 - Umsetzungsfrist für relevante Vorschriften läuft am 30.06.2021 ab
 - **Große Teile noch nicht im EEG 2021 eingepflegt**
 - **Beispiel** - Art. 21 Abs. 2 RED II
 - Grundsätzliche Befreiung von Abgaben und Umlagen bei Eigenverbrauch
 - **EEG-Umlage** im Eigenverbrauch wäre ab 01.07.2021 wohl unionsrechtswidrig

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?



MASLATON
Rechtsanwalts-gesellschaft mbH
Leipzig · München · Köln

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- Vergütung

2. Weitere europarechtliche Anforderungen

- Beispiel:

- Art. 21 Abs. 6 e) RED II

Mitgliedstaaten schaffen einen Regulierungsrahmen [...] mit der Zielsetzung, dass [...] sichergestellt wird, dass Eigenversorger im Bereich erneuerbare Elektrizität in Bezug auf die eigenerzeugte und ins Netz eingespeiste erneuerbare Elektrizität beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen sowie zu allen Segmenten des Elektrizitätsmarkts nicht diskriminiert werden;

- **Konsequenz:** Verbot von Eigenverbrauch und Ausschreibungsteilnahme gem. § 27a EEG 2017 ab 01.07.2021 unionsrechtswidrig
 - Mahnt auch der Bundesrat an
 - **Bundesregierung will am Verbot festhalten**
 - Hoch relevant für Rendite der Projekte – Streit vorprogrammiert



II. Perspektiven für ausgeförderte Anlagen

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- **Ausgeförderte Anlagen**
- Smart-Meter
- Vergütung

1. Neue Kategorie: „Ausgeförderte Anlagen“

Um wirtschaftlichen Betrieb von Altanlagen fortsetzen zu können, wird neue Anlagenkategorie eingeführt, § 3 Nr. 3a S.1 EEG 2021

„ausgeförderte Anlagen [sind] Anlagen, die vor dem 1. Januar 2021 in Betrieb genommen worden sind und bei denen der ursprüngliche Anspruch auf Zahlung nach der für die Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes beendet ist“

- Anlagenzusammenfassung richtet sich nach der EEG-Fassung im Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- **Ausgeförderte Anlagen**
- Smart-Meter
- Vergütung

2. Zahlungsanspruch für ausgeförderte Anlagen

- Anspruch auf Einspeisevergütung nach § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2021

§ 23b EEG 2021:

*„(1) Bei ausgeförderten Anlagen, die keine Windenergieanlagen an Land sind und eine installierte Leistung **von bis zu 100 Kilowatt** haben, ist als anzulegender Wert für die Höhe des Anspruchs auf die Einspeisevergütung [...] der Jahresmarktwert anzuwenden, der sich ab dem Jahr 2021 in entsprechender Anwendung von Anlage 1 Nummer 4 berechnet.“*

- Abzüglich Vermarktungskosten, § 53 Abs. 2 S.1 EEG 2021
 - Im Jahr 2021 – 0,4 ct/kWh
 - Ab 2022 werden tatsächliche Kosten durch ÜNB ermittelt und abgezogen
- „Smart-Meter-Bonus“
 - Bei Installation Reduktion des Abzugs um 50% § 53 Abs. 2 S. 2 EEG 2021

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- **Ausgeförderte Anlagen**
- Smart-Meter
- Vergütung

3. Fördermodalitäten

Förderdauer, § 25 Abs. 2 EEG 2021

- Für Anlagen mit Leistung von bis zu 100kW – bis 31.12.2017

Keine Weiterförderung für Anlagen mit mehr als 100 kW Leistung

(erster Entwurf sah hier noch eine „Gnadenfrist“ bis 31.12.2021 vor)

Teileinspeisung bei Altanlagen auch ohne Smart-Meter

- Der Entwurf zu 21 Abs. 2 S. 2 EEG 2021 sah noch vor, dass Altanlagen ohne Smart Meter voll einspeisen müssen.



III. Smart-Meter-Pflichten nach EEG 2021

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

1. Grundkonzept, § 9 EEG 2021

- Messung und Steuerung über Smart-Meter
- Zunächst stufenweise, bei technischer Möglichkeit stufenlos
- Hier haben im Vergleich zum Entwurf **umfassende Änderungen stattgefunden**

Reaktion auf BGH, Urteil vom 14.01.2020 - XIII ZR 5/19

„Eine technische Einrichtung, die dem Netzbetreiber nur das ferngesteuerte Abschalten einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien ermöglicht, genügt nicht der technischen Vorgabe des § 6 Abs. 1 Nr. 1 EEG 2012, eine solche Anlage mit einer Einrichtung auszustatten, mit der der Netzbetreiber die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung jederzeit ferngesteuert reduzieren kann.“

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

1. Grundkonzept, § 9 EEG 2021

Grundkonzept

Durch Verbindung mit Smart-Meter Infrastruktur nach MsbG sollen die Anlagen

- Die Einspeiseleistung übermitteln, **sog. Sichtbarkeit**
- Die Einspeiseleistung geregelt werden können, **sog. Steuerbarkeit**

Differenziert nach **Anlagengröße in kW** sowie danach, ob hinter dem gleichen Netzverknüpfungspunkt eine **Steuerbare Verbrauchseinrichtung** i.S.v. § 14a EnWG liegt.

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

1. Grundkonzept, § 9 EEG 2021

Steuerbare Verbrauchseinrichtungen i.S.v. § 14a EnWG

- Verbrauchseinrichtungen deren, Strombezug zeitlich verlagert werden kann, ohne ihre Funktion wesentlich zu stören.
- Bspw. Elektromobile und **Wärmepumpen** (beide ausdrücklich genannt in der Gesetzesbegründung zu § 14a, BT-Drucks. 17/6072, S. 73)

Pflicht zum Smart-Meter greift erst, wenn Marktreife vorliegt.

- Erfolgt durch Feststellung des BSI nach § 30 MsbG i.V.m. § 84a EEG 2021 im Rahmen der sog. *Marktanalysen*
- Letzter Analyse-Termin war 31.01.2021 – Veröffentlichung lässt auf sich warten

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

2. Smart-Meter bei Neuanlagen, § 9 EEG 2021

Mögliches Inkrafttreten der Pflicht?

- Nächste Marktanalyse turnusmäßig Ende Januar 2021 erwartet. Derzeit noch keine Geräte am Markt verfügbar
- Bis zur Marktreife ist alte Hardware weiterhin ausreichend

Bei Inbetriebnahme vor Marktreife des Smart-Meter und allen Anlagen mit höherer Leistung als 25 kW gilt § 9 Abs. 2 EEG 2021

- Einspeiseleistung muss jederzeit ganz oder teilweise zumindest bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzierbar sein, § 9 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021
- Bei PV-Anlagen genügt Reduzierung der Wirkleistung auf 70%, § 9 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2021

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

2. Smart-Meter bei Neuanlagen, § 9 EEG 2021

Ab Marktreife von Smart-Metern

§ 9 Abs. 1 EEG 2021

- Anlagen über 25 kW, bzw. bei Kombination mit Verbrauchseinrichtung i.S.v. § 14a EnWG
 - **Sicht- und Steuerbarkeit über Smart-Meter**
 - Steuerbarkeit zunächst stufenweise, bei technischer Verfügbarkeit **stufenlos**

§ 9 Abs. 1 a EEG 2021

- Anlagen von 7kW – 25 kW ohne steuerbare Verbrauchseinrichtungen
 - Sichtbarkeit genügt

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

2. Smart-Meter bei Neuanlagen, § 9 EEG 2021

Möglichkeit Abweichender Regelungen für Kleinanlagen, § 95 Nr. 1 EEG 2021

- Per Verordnung kann Smart-Meter Pflicht auch für Anlagen unter 25 kW verschärft werden.
- Dabei müssen dann aber Regelungen getroffen werden, die die Anlagenbetreiber bei der Kostentragung entlasten, vgl. auch § 31 MsbG

Installation der Smart-Meter durch Dritte Möglich, § 9 Abs. 1b EEG 2021

- Grundzuständige Messtellenbetreiber sind auf Aufforderung sogar verpflichtet zu Installieren § 33 MsbG
 - Allerdings nur gegen Auslagenersatz und **angemessenes Entgelt**
- **Wird für Installation** ein Messtellenbetreiber i.S.d. MsbG beauftragt, hat der Anlagenbetreiber seine EEG-Verpflichtungen erfüllt.

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?



MASLATON
Rechtsanwalts-Gesellschaft mbH
Leipzig · München · Köln

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

3. Fernsteuerbarkeit in Direktvermarktung

- war früher in § 20 EEG geregelt, findet sich nun in § 10b EEG 2021
 - Gilt damit auch für Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung **ohne Inanspruchnahme** gesetzlicher Förderung (z.B. bei PPA)
 - Ab Markterklärung mit Smart-Metern

Verstoß führt dann zum Verlust etwaiger Förderung, § 52 EEG 2021
(wie auch bei Verstößen gegen § 9 EEG)

Probleme für Biogasanlagen:

- Was heißt „jederzeit und Stufenlos“? Sekunden und Wattgenau?
- **Biogasanlagen unter 50kW dürften herstellerseitig nicht weiter runter geregelt werden** → verstößt gegen Garantiebedingungen

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

4. Kostentragung

Kauf, Einbau und Betrieb der Messsysteme ist mit erheblichen Kosten verbunden.

- Kann vor allem kleine Anlagen unwirtschaftlich machen!

Derzeit Kostentragung durch Anlagenbetreiber

- Welches Preisniveau sich bei MsbG-Dienstleistern einpendeln wird noch unklar
- Jedenfalls bei Kleinanlagen soll gem. § 95 Nr. 1 EEG 2021 wirtschaftliche Überlastung vermieden werden
- Werden Schwellwerte erst durch den Zubau überschritten, muss der Zubauende den Betreiber der Bestandsanlagen für die Mehrkosten entschädigen, § 9 Abs. 3 EEG 2021

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- **Smart-Meter**
- Vergütung

5. Übergangsfristen bei Altanlagen

§ 100 Abs. 4 – Abs. 4b EEG 2021 – Altanlagen mit Inbetriebnahme vor 01.01.2021

- Ursprüngliche Pflichten nach der EEG-Fassung im Zeitpunkt der Inbetriebnahme gelten zunächst weiter
- Nach erstmaliger Smart-Meter Installation gelten dann Pflichten nach EEG 2021



IV. Änderungen auf Vergütungsebene

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

1. Mehr Zubau durch mehr Zuschläge im Süden?

Förderung der Systemsicherheit durch Einführung der „Südregion“

§ 3 Nr. 43c EEG 2021

„43c. ‚Südregion‘ das Gebiet, das die Gebietskörperschaften umfasst, die in Anlage 5 aufgeführt sind,“

- Umfasst Regionen in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland
- Soll dafür Sorgen, dass im Süden mehr Leistung installiert und so Ungleichgewicht innerhalb der Netze reduziert wird.
- Löst bei Wind die *Netzausbauggebiete* (§36c EEG 2017) ab

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

1. Mehr Zubau durch mehr Zuschläge im Süden?

§ 39d Abs. 2 EEG 2021

*„Ab dem Jahr 2022 führt die Bundesnetzagentur [...] folgendes Zuschlagsverfahren für Biomasseanlagen durch [...] Sie separiert die zugelassenen Gebote, die für Projekte in der **Südregion** abgegeben wurden, und sortiert diese Gebote entsprechend § 32 Abs. 1 S. 3 EEG. Sodann erteilt die Bundesnetzagentur allen nach Satz 4 separierten Geboten einen Zuschlag im Umfang ihres Gebots, bis eine Zuschlagsmenge von 50 Prozent des an diesem Gebotstermin zu vergebenden Ausschreibungsvolumens durch einen Zuschlag erreicht oder erstmalig überschritten ist.*

- Gilt ab 2022
- Bis zu 50% der Zuschläge exklusiv in der Südregion
- Im Süden nicht vergebene Mengen werden, anders als bei WEA (§ 36d EEG), nicht auf die übrigen Standorte im Norden übertragen!

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

2. Ausschreibungsmodalitäten

Ausbauziel: 8400 GW bis 2030, § 4 Nr. 4 bis 2030

Ausschreibungsrunden:

- **§ 28b EEG 2021** – 600 MW p.A. Ausschreibung jeweils zum 01.03. und 01.09 – jährliches Volumen wird gleichmäßig verteilt.
- **Volumina für die kein Zuschlag erteilt wird**, werden im dritten Jahr nach der Ausschreibung auf das Volumen draufgeschlagen, § 28b Abs. 2 EEG 2021
- **Volumina für Biomethananlagen werden zudem bereits im nächsten Jahr nachgeholt, § 28b Abs. 4 EEG 2021**

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

2. Ausschreibungsmodalitäten

Gleichzeitig Verringerung der Ausschreibungsrunden, § 28b Abs. 2 Nr. 2 EEG 2021

Verringerung um den Zubau im Vorjahr der auf folgende Anlagenkategorien entfällt:

- Anlagen mit gesetzlicher Förderung
- Um 50% der Zuschlagsmenge aus Innovationsanlagen nach § 88d EEG 2021
- Um den Zubau von Kleingülleanlagen nach §88b EEG 2021

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

2. Ausschreibungsmodalitäten

Ausschreibungsteilnahme weiterhin ab 150kW, § 30 Abs. 2 EEG 2021

Keine Mindestgröße bei Altanlagen nach § 39g EEG 2021

- Erhöhung Gebotshöchstwert
 - § 39b Abs. 1 EEG 2021 – 16,40 ct/kWh
- **Zusatzförderung bis 2025, § 39i Abs. 6 EEG 2021**
 - Zusätzlich zum Zuschlag 0,5 ct/kWh
- Erhöhung Flexprämie, § 50a EEG 2021
 - Für EEG 2014 von 40 EUR auf 60 EUR
 - Für EEG 2017 von 40 EUR auf 65 EUR
 - Einschränkung bei Bestandsanlagen. Nur für zusätzliche Flexleistung
 - Soll Doppelförderung und Mitnahmeeffekte ausschließen

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

2. Ausschreibungsmodalitäten

- Verlängerung Realisierungsfristen
 - Nach § 39e Abs. 1 EEG 2021 von vormals 24 auf 36 Monate

Ausschreibungen für Bestandsanlagen:

- Auch hier Erhöhung Gebotshöchstwert
 - § 39g Abs. 5 EEG 2021 – 18,40 ct/kWh (vormals 16,9 ct/kWh!)
 - Degression 1% p.a. ab 01.01.2022
- **Klarstellungen bei Einsatzstoffen:**
 - Es genügt, wenn Anlage Einsatzstoffe verwendet hat, **die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme unter die BiomasseVO fielen, § 39g Abs. 1 EEG 2021**

Maisdeckel: Maximal 40% Getreidekorn oder Mais in jedem Kalenderjahr, § 39i Abs. 1 EEG 2021

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

2. Ausschreibungsmodalitäten

Gesetzgeberische Klarstellung bzgl. Bioabfälle, § 39i EEG 2021

- Vergütungsbegrenzung bereits dann, wenn nur geringe Mengen Bioabfälle verwendet werden (früher unklar: Regelung sprach von „überwiegend“)
- **Betrifft aber nur den Strom, der auch aus Bioabfällen erzeugt wird**

„ist der anzulegende Wert für den aus diesen Bioabfällen erzeugten Strom unabhängig von ihrem Zuschlagswert der Höhe nach begrenzt „

Frühere Nutzbarmachung von Zuschlägen wird ermöglicht

- Sperrfrist bei Ausschreibungsteilnahme von Altanlagen verkürzt sich von 12 auf 2 Monate, § 39g Abs. 2 S.2 EEG 2021

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

3. Biomethananlagen (in der Südregion)

Eigene Ausschreibungsrunde für Biomethananlagen, §§ 39j ff. EEG 2021

- Eine Ausschreibung p.A. i.H.v. 150 MW am 01.12, § 28b Abs. 4 EEG 2021
- **Verbesserung im Referentenentwurf:**
 - Begrenzung auf Biomethananlagen erst ab 2022, § 39k S.2 EEG 2021
- Nicht zugeschlagenes Ausschreibungsvolumen wird bereits im Folgejahr erneut ausgeschrieben
- Höchstwert: 19 ct/kWh sowie Degression um 1% p.a, § 39l EEG 2021
- **Höchstbemessungsleistung:**
 - 15% der installierten Leistung = 1314 Stunden

Wichtig: Biomethan selbst muss nicht aus der Südregion stammen

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

4. Gesetzliche Förderung für Anlagen unter 150kW

- § 42 Abs. 1 EEG 2021 – 12,80 ct/kWh
- § 44a S.1 EEG 2021 – **Degression ab 01.07.2022** um 0,5% p.a.

Förderung für Güllekleinanlagen, § 88b EEG 2021

- Möglichkeit per Verordnung Anschlussförderung für Güllekleinanlagen zu etablieren
 - sofern ursprünglicher Anspruch ausgelaufen ist
 - für 80% Gülleanteil
 - bis max. 150 kW

Anlage muss **vorher nicht mit Gülle betrieben worden sein**. Mögliche Anschlussförderung für NawaRO-Anlagen

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

- EEG 2021 und Europa
- Ausgeförderte Anlagen
- Smart-Meter
- **Vergütung**

5. Neugestaltung Flexprämie, § 50 Abs. 3 EEG 2021

- Flexdeckel wird ersatzlos gestrichen

„Wenn die Anlage aus mehreren Generatoren besteht, muss in der Anlage in dem jeweiligen Kalenderjahr in mindestens 4 000 Viertelstunden eine Strom-menge erzeugt werden, die mindestens 85 Prozent der installierten Leistung der Anlage entspricht.“

- Vorhalten von Flexibilität soll „erzwungen“ werden
- Im Inbetriebnahme- bzw. Stilllegungsjahr genügt **anteiliger** Betrieb
- Ebenso, wenn 672 Viertelstunden am Stück (=168 Stunden = 7 Tage) aufgrund von technischen Defekten oder Instandsetzung nicht produziert wird
- Bei Biomethananlagen 2000 Viertelstunden, § 50 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2021



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



MASLATON
Rechtsanwaltsgesellschaft mbH
Leipzig · München · Köln

Prof. Dr. Martin Maslaton

Fachanwalt für Verwaltungsrecht / Hochschullehrer Recht der
Erneuerbaren Energien TU Chemnitz

Bioenergiesysteme

**Biomethan – Neue Chancen im Verkehrssektor über die Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II)
und deren nationale Umsetzung**
Kathleen Meisel, Karin Naumann, Franziska Müller-Langer, Katja Oehmichen

Agenda



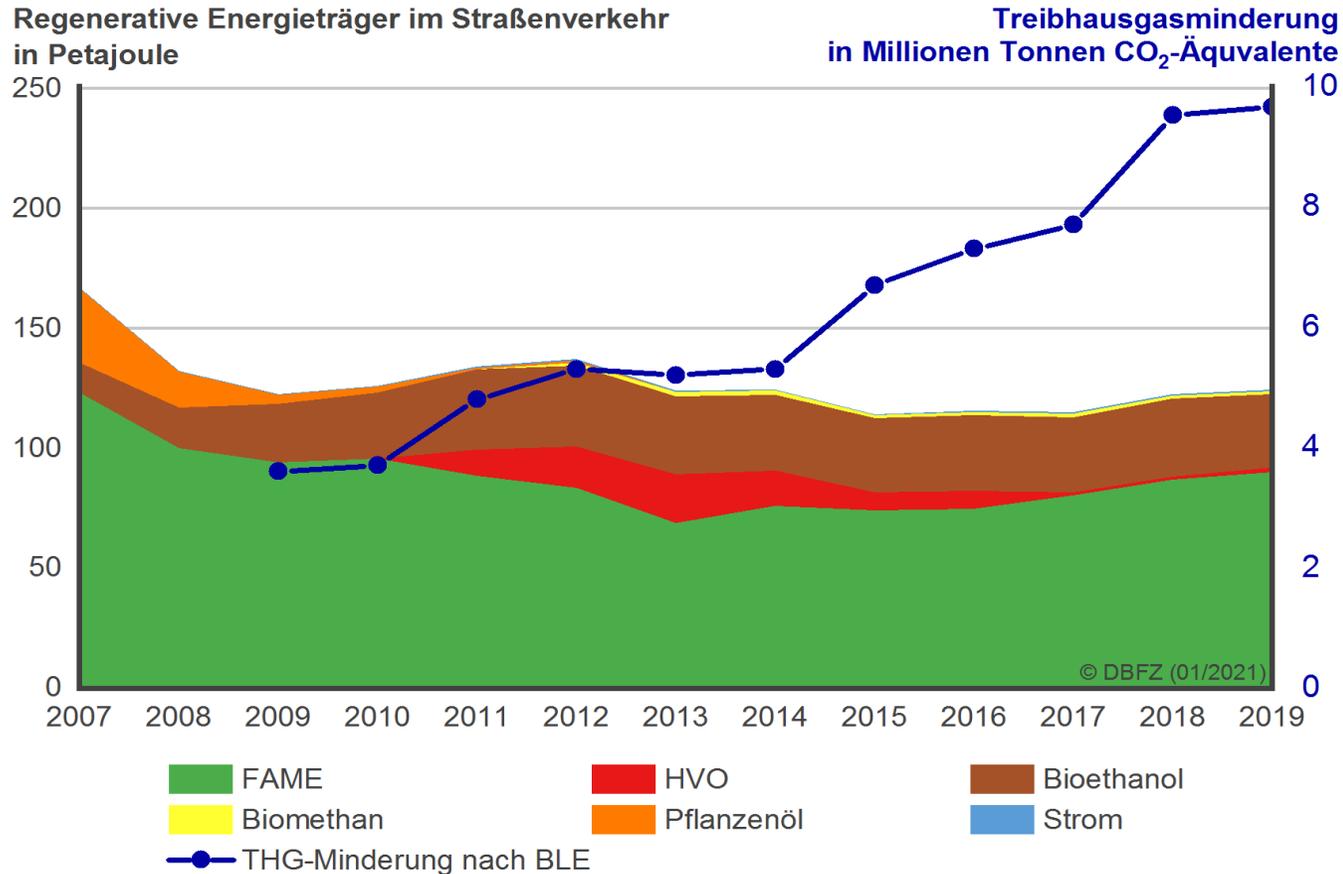
- Politischer Hintergrund
- Bisherige Bedeutung von Biomethan im Verkehr
- Umsetzung der RED II in nationales Recht
- Mögliche Entwicklungen von Biomethan unter RED II
- Fazit

Politischer Hintergrund

Zentrale Instrumente zur THG-Minderung im Verkehr

- Erneuerbare-Energie-Richtlinie (RED/RED II) mit Definition von Mindestanteilen im Verkehr: 10% EE bis 2020, 14% bis 2030
- Kraftstoffqualitätsrichtlinie (FQD) definiert THG-Minderungsziele für in Verkehr gebrachte Kraftstoffe
- Nationale Umsetzung über THG-Quote mit geforderten THG-Reduktion von 3,5% ab 2015, 4% ab 2017, 6% ab 2020
- Umsetzung der RED II und damit Anpassung der THG-Quote bis 2030 muss bis 06/2021 abgeschlossen sein
- Biokraftstoffe müssen zur Quotenanrechnung 60% | 65% THG-Minderung (ab IBN 5.10.2015 | 1.1.2021) nachweisen

Bisherige Bedeutung von Biomethan im Verkehr



- Mit 1,2 - 1,8 PJ untergeordnete Rolle in THG-Quote (v.a. durch infrastrukturell bedingtem geringen Gasmarkt, EEG-Vergütung, erforderlichen Biomethanaufbereitung)
- überwiegend aus Rest- und Abfallstoffen
- THG-Einsparung: ca. 90% ggü. Referenz

Umsetzung der RED II in nationales Recht



RED II

- Mindestanteil EE 14% bis 2030
- Optionen: Biokraftstoffe, Strom, strombasierte Kraftstoffe, RCF
- 4fache Anrechnung für Strom auf der Straße
- Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe 7% bzw. Anteil von 2020 + max. 1%
- Biokraftstoffe aus Anhang IX, Teil B bis max. 1,7%
- Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe aus Anhang X, Teil A incl. Doppeltanrechnung: 2022: 0,2%, 2025: 1%, 2030: 3,5%

Nationaler Umsetzungsentwurf

- Stufenweise Erhöhung der THG-Quote bis 22% in 2030
- Optionen: Biokraftstoffe, Strom, strombasierte Kraftstoffe, RCF, grüner H₂ in Raffinerien, UER-Maßnahmen
- 3fache Anrechnung des Stroms in der Quote
- Obergrenze für konventionelle Biokraftstoffe konstant bei 4,4%
- Biokraftstoffe aus Anhang IX, Teil B bis max. 1,9%
- Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe bis 2,6% ohne Doppeltanrechnung, 2fach Anrechnung bei Übererfüllung

Umsetzung der RED II in nationales Recht

Unterquotenausgestaltung



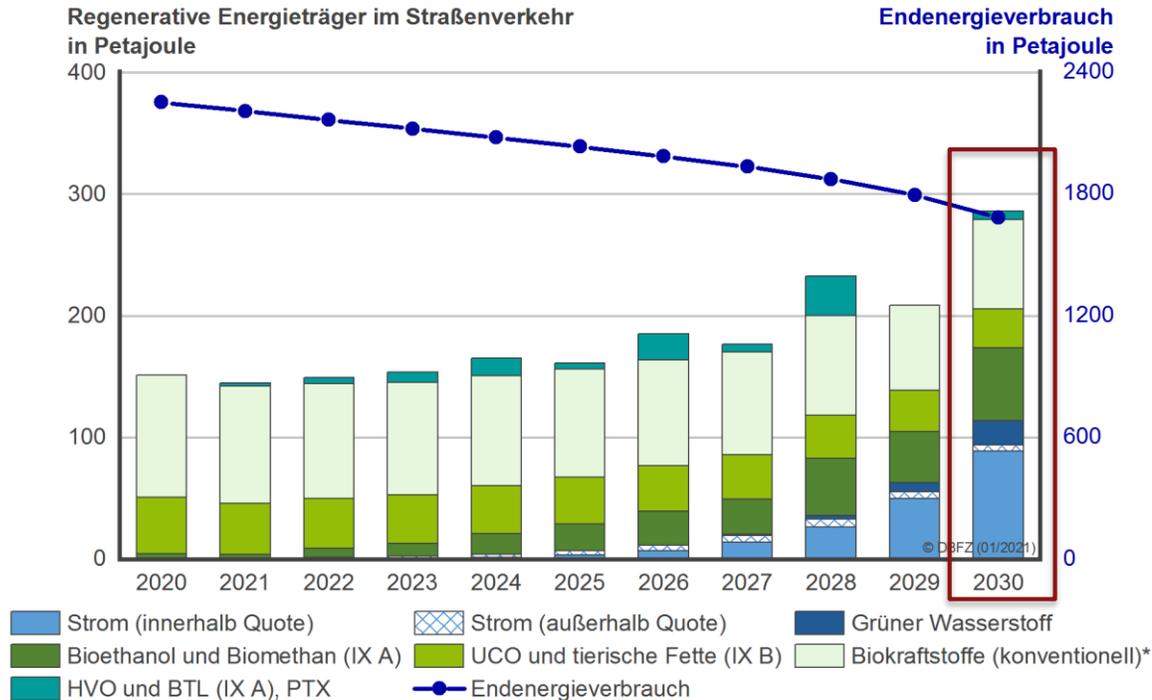
- Stufenweiser Anstieg der Unterquote:

Gesamtquote & Option	Erläuterung	2022	2023	2024	2025	2026/ 2027	2028/ 2029	2030
THG-Quote gesamt	Mindestanteil THG-Minderung	6,5%	7%	8%	8%	10%	14,5%	22%
Fortschrittliche Biokraftstoffe (REDII Anhang IX, A)	Unterquote, 2fache Anrechnung für Mengen oberhalb des Mindestanteils	0,2%	0,3%	0,4%	0,7%	1,0%	1,7%	2,6%

- Für fortschrittliche Biokraftstoffe wie z.B. Biomethan aus Rest- und Abfallstoffen, Bioethanol aus Lignozellulose, FAME/HVO aus Tallöl und POME, BTL besteht ab Zeitpunkt der Umsetzung ein gesonderter Markt
- THG-Vermeidungskosten als wettbewerbsentscheidend innerhalb des begrenzten Marktes in der THG-Quote
- Technologien und Kapazitäten der Biomethanproduktion bereits vorhanden, andere Optionen nicht in dem Maße etabliert
- Derzeit rd. 219 BGA mit Biomethanaufbereitung (ca. 10 TWh = 36 PJ), das entspricht 10% der gesamten Biogasproduktion
- Beispielrechnung: Annahme EEV 1.773 PJ¹ (2030)
 - Unterquote 2022 mit 0,2%: 3,5 PJ
 - Unterquote 2030 mit 2,6%: 46 PJ

Mögliche Entwicklungen von Biomethan unter RED II

Beispielszenario zur Erfüllung der THG-Quote



* Konventionelle Biokraftstoffe aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen

- abfall- und reststoffbasiertes Biomethan ist wettbewerbsfähigste Option in Unterquote
- Wachsender Gasmarkt: 2PJ (2020) - 54PJ (2030) >> Alleinige Erfüllung der Unterquote bzw. Übererfüllung
- Obergrenze für Biokraftstoffe aus Anhang IX, B und konventionelle ausgeschöpft (2030)
- 7,5 Mio. E-PKW, auch E-LKW (2030)
- Grüner H₂ entsprechend Wasserstoffstrategie
- Restliche Quotenerfüllung mit HVO (IX, A) (2030)
- RED II gefordertes EE-Ziel von 14% deutlich übererfüllt, aber Klimaschutzziele würden verfehlt

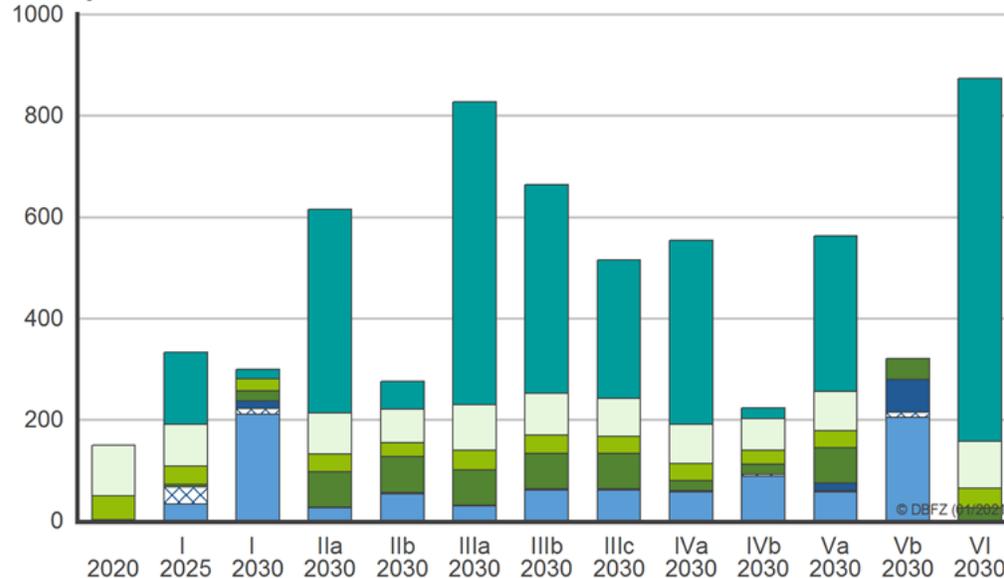
	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
THG-Quote	6,5 %	7,0 %	8,0 %	8,0 %	10,0 %	10,0 %	14,5 %	14,5 %	22,0 %
Erneuerbare Energien, RED II	9 %	10 %	11 %	11 %	14 %	14 %	20 %	20 %	31 %
Erneuerbare Energien, real	7 %	7 %	8 %	8 %	9 %	9 %	12 %	10 %	15 %

Emissionen im Straßenverkehr, KSG	134	129	123	118	112	107	101	96	90
Emissionen im Straßenverkehr, real	161	157	154	150	146	142	136	128	116

(beide in Mio. t CO₂-Äqu.)

Mögliche Entwicklungen von Biomethan unter RED II Szenarien unter Erfüllung der Klimaschutzziele

Regenerative Energieträger im Straßenverkehr
in Petajoule



■ Strom (innerhalb Quote) ▨ Strom (außerhalb Quote) ■ Grüner Wasserstoff
■ Bioethanol und Biomethan (IX A) ■ UCO und tierische Fette (IX B) ■ Biokraftstoffe (konventionell)*
■ HVO und BTL (IX A), PTX

* Konventionelle Biokraftstoffe aus Rohstoffen, die auch den Nahrungs- und Futtermittelsektor bedienen

- in Abhängigkeit von der Entwicklung der Elektromobilität und des EEV bleibt ein stark variierender Bedarf an erneuerbaren Kraftstoffen
- In 3 Szenarien keine Gaskraftstoffe zum Einsatz, in anderen ein deutlicher Anstieg
- Einige Szenarien mit sehr hohem Einsatz erneuerbarer (Bio)Kraftstoffe, was sehr hohe THG-Quoten bedeuten würde
- Zum Klimaschutz höhere THG-Quote als 22% benötigt

Szenario 2030	I (2025)	I	IIa	IIb	IIIa	IIIb	IIIc	IVa	IVb	Va	Vb	VI
Erforderliche THG-Quote	20 %	26 %	43 %	28 %	50 %	45 %	39 %	40 %	20 %	40 %	46 %	52 %
Erneuerbarer Anteil, RED II	24 %	46 %	54 %	36 %	63 %	57 %	48 %	51 %	30 %	53 %	56 %	64 %
Erneuerbarer Anteil, real	15 %	14 %	33 %	17 %	40 %	34 %	28 %	30 %	13 %	30 %	15 %	42 %

- Biomethan aus Rest- und Abfallstoffe ist die wettbewerbsfähigste Option unter den fortschrittlichen Biokraftstoffen
- hoher Gaskraftstoffanteil im Straßenverkehr unterstützt die kosteneffiziente Nutzung erneuerbarer Quellen und reduziert dementsprechend den Bedarf erneuerbarer fortschrittlicher und zumeist kostenintensiverer Flüssigkraftstoffe (sowohl biogene als auch für nicht-biogene Kraftstoffe)
- Für schwer elektrifizierbare Verkehrsbereiche ist Gaskraftstoff (CNG/LNG) auch langfristig eine nachhaltige Option, da Biomethan eine etablierte Technologieoption zur effizienten Nutzung von Abfall- und Reststoffen mit hoher THG-Einsparung ist
- Ohne ausreichende Gaskraftstoffanteile im Verkehrssektor bis 2030 dürfte es schwierig werden, die erforderlichen Mengen an anderen fortschrittlichen Biokraftstoffen wie Ethanol oder HVO in den Kraftstoffmarkt einzuführen.

Deutsches Biomasseforschungszentrum

gemeinnützige GmbH



Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

Ansprechpartner

Kathleen Meisel

Kathleen.meisel@dbfz.de

+49 341 2434 472

Karin Naumann

Karin.naumann@dbfz.de

+49 341 2434 711

DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH

Torgauer Straße 116

D-04347 Leipzig

Tel.: +49 (0)341 2434-112

E-Mail: info@dbfz.de

www.dbfz.de

Ihr Partner für Nachhaltigkeits- zertifizierung

praxisorientiert | zuverlässig | effizient



Nachhaltigkeitszertifizierung von Biomethan

Hendrik-Benjamin Lerbs – REDcert GmbH

Neues für Biogas- und Biomethananlagen – Was bringt das Jahr 2021?

Leipziger Biogas-Fachgespräche, 03.02.2021

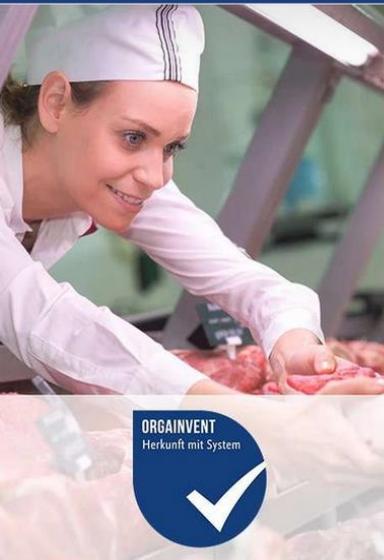
REDcert als Teil von ORGAINVENT



ORGAINVENT

ENTWICKLUNGS- UND KOORDINATIONSGESELLSCHAFT MBH

START ÜBER UNS KOMPETENZEN AKTUELL KONTAKT  English



REDcert – wer wir sind



- ➔ **1.500 Kunden** in **26** europäischen Ländern
- ➔ **25** Zertifizierungsstellen mit **190** Auditoren
- ➔ Gewährleistet die **Rückverfolgbarkeit** vieler biobasierter und chemischer Rohstoffe
- ➔ **Schulungen** für Zertifizierungsstellen, Auditoren und Kunden
- ➔ Hohe Glaubwürdigkeit durch **Integrity Management System**

Überblick REDcert Systeme

**Offiziell genehmigt von nationalen
und europäischen Behörden**



Nationales* System



Internationales* System

* gem. Richtlinie 2009/28/EG bzw.
2018/2001 (EU)
und deutsche Gesetzgebung

**Biokraftstoff-
sektor**

Akzeptiert / gebenchmarkt von SAI



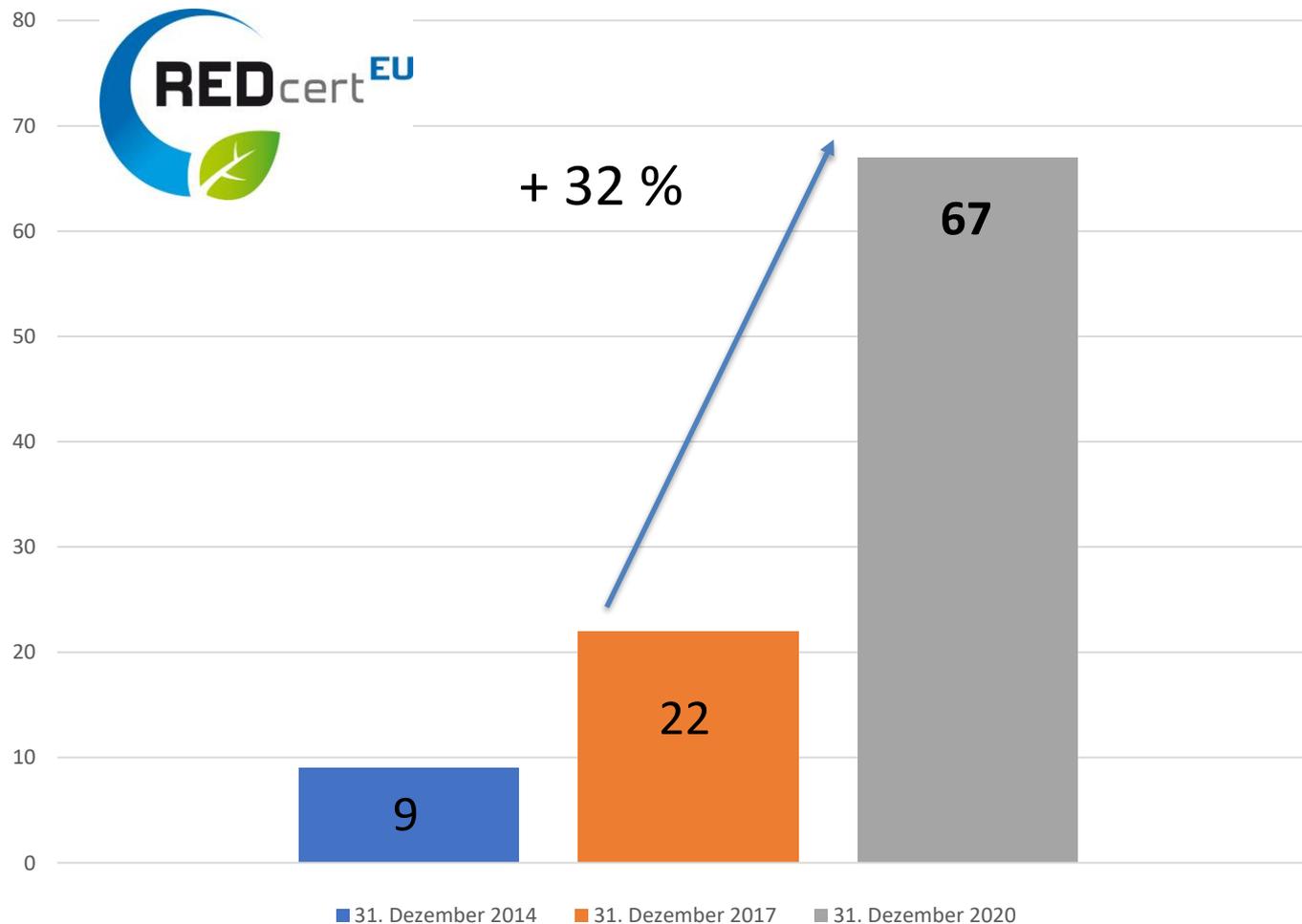
Freiwilliges System
• Lebensmittel
• Futtermittel
• Chemie

**LM/FM/stoffl.
Biomasse-
nutzung**



- Hauptsitz – Bonn
- Auslandsbüro – Warschau, PL

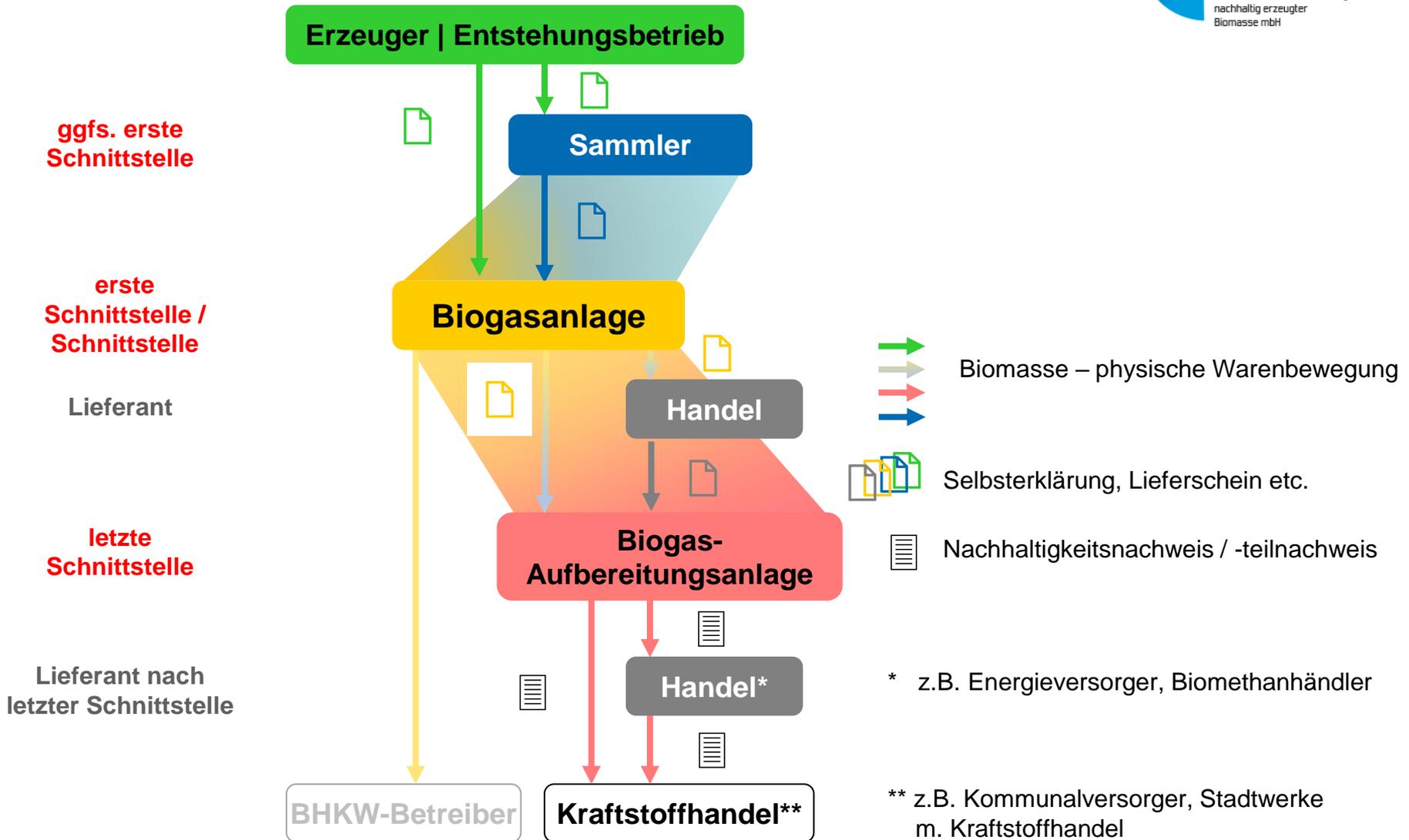
Positive Entwicklung BGAA Systemteilnehmer



Rechtlicher Rahmen

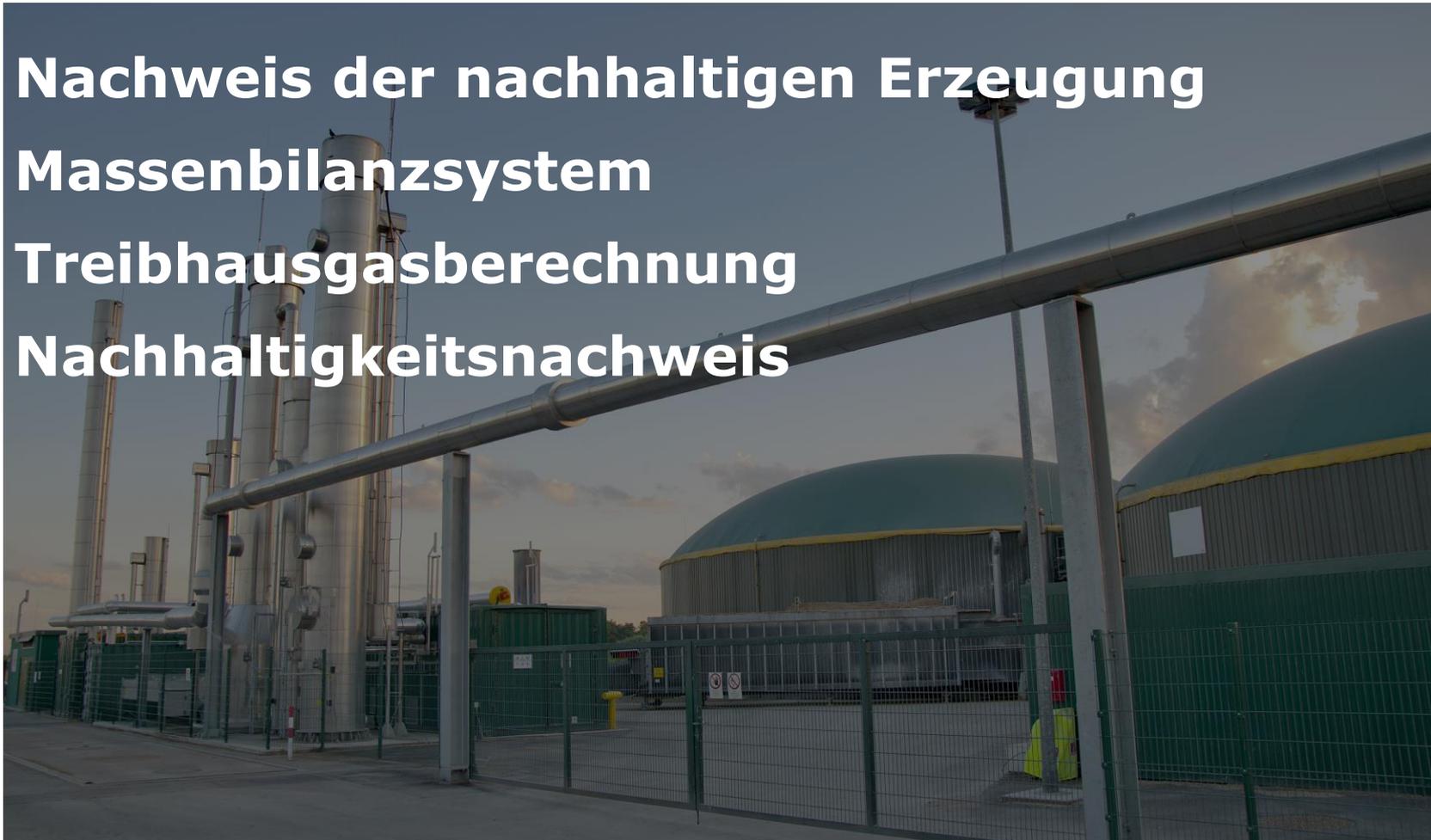


Chain of Custody Biomethan



Anforderungen an BGAA

- ➔ **Nachweis der nachhaltigen Erzeugung**
- ➔ **Massenbilanzsystem**
- ➔ **Treibhausgasberechnung**
- ➔ **Nachhaltigkeitsnachweis**



Biogasanlage als 1. Schnittstelle

- ➔ Falls keine vorgelagerte Schnittstelle als Sammelstelle für Abfall/Reststoffe, dann i.d.R. als 1. Schnittstelle zu zertifizieren!
- ➔ Sorgt in diesem Fall für Nachweisführung der Erzeuger /Entstehungsbetriebe (Selbsterklärungen)



Selbsterklärung CC-Betriebe + A & R

Selbsterklärung Cross-Compliance Betriebe

des landwirtschaftlichen Betriebes _____

Straße: _____ Land: _____

PLZ, Ort: _____ NUTS-II-Gebiet* _____

zur Nachhaltigkeit von Biomasse gemäß der Richtlinie 2009/28/EG bzw. nach der Biomassestrom-Nachhaltigkeitsverordnung (BioSt-NachV) und der Biokraftstoff-Nachhaltigkeitsverordnung (Biokraftstoff-NachV) sowie nach den REDcert-Anforderungen

Empfänger

Die von REDcert
Rostock
legten vor

1. _____

2. _____

3. _____

4. _____

5. _____

6. _____

7. _____

Hinweise
Zertifizier
Nachhalt
Auditors

Ort, Datum
* NUTS-II
Einheits

Selbsterklärung für die Lieferung von Abfall bzw. Reststoffen für die Biokraftstoffproduktion

Entstehungsbetrieb: _____

Straße: _____

PLZ, Ort: _____

Staat: _____

für nachhaltige Biomasse nach Richtlinie 2009/28/EG

Empfänger: _____

Kontrakt- bzw. Vertragsnummer: _____

(Zutreffendes bitte ankreuzen)

1. Bei dem gelieferten Abfall bzw. den Reststoffen handelt es sich ausschließlich um Biomasse im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG.

2. Der Abfall bzw. Reststoff stammt aus der Land-, Forst- und Fischwirtschaft oder aus Aquakulturen.

Falls ja:
 Der Abfall bzw. Reststoff erfüllt die Anforderungen nach Art. 17 der Richtlinie 2009/28/EG.

3. Der Abfall bzw. Reststoff ist durch folgenden Prozess entstanden:

4. Bei der Lieferung handelt es sich um folgenden Abfall bzw. Reststoff:

Listen Sie bitte jeden gelieferten Abfall bzw. Reststoff auf. Bitte geben Sie ggfs. den Abfallschlüssel an. Bei tierischen Nebenprodukten muss die jeweilige Kategorie gemäß Verordnung (EG) Nr. 1774/2002 bzw. 1069/2009 angegeben werden.

5. Die Vorschriften für die Kennzeichnung und den Transport inkl. der Handelspapiere werden erfüllt. Liegen Veterinärbescheinigungen vor, werden diese mit den Handelspapieren geführt.

6. Der jeweilige Abfall und Reststoff stammt ausschließlich von dem unterzeichnenden Entstehungsbetrieb und wurde nicht mit anderer Biomasse vermischt. Der Entstehungsbetrieb nimmt keine Abfälle und Reststoffe von einem anderen Entstehungsbetrieb zum Zwecke der Vermischung von Biomasse auf.

Hinweise: Mit dieser Selbstklärung nimmt der Entstehungsbetrieb zur Kenntnis, dass Kontrolloren der anerkannten Zertifizierungsstellen überprüfen können, ob die relevanten Anforderungen der Richtlinie 2009/28/EG eingehalten werden. Es ist zu beachten, dass die Kontrolloren der Zertifizierungsstellen zur Beobachtung ihrer Tätigkeit ggf. von BLE-Prüfern begleitet werden. Zudem ist REDcert Mitarbeitern wie auch von REDcert anerkannten Auditoren die Durchführung einer Sonderkontrolle bzw. eines Witnessaudits zu gewähren.

Ort, Datum _____ Unterschrift _____

* Die Lieferungen von Altpapieren und -ölen spezifizieren Sie bitte, ob es sich um Altpapierseite und -öle auf tierischer oder pflanzlicher Basis handelt.

Selbsterklärung Abfall und Reststoffe REDcert EU ©REDcert
Vom: 20.11.2018

➔ **Jährliche** Erklärung erforderlich

➔ Punkte der Erklärungen:

- Relevante Biomasse
- Status „Ackerfläche“ zum Referenzzeitpunkt 01.01.2008
- Anbau in Schutzgebieten
- Empfang/Antrag Direktzahlungen (CC)
- Nachweisführung/Lieferdokumentation
- Abfall stammt aus Land-, Forstwirtschaft, Aquakulturen i.S. der RED
- Angabe AVV-Nr.
- Keine Vermischung des jeweiligen Abfalls mit anderen Abfällen

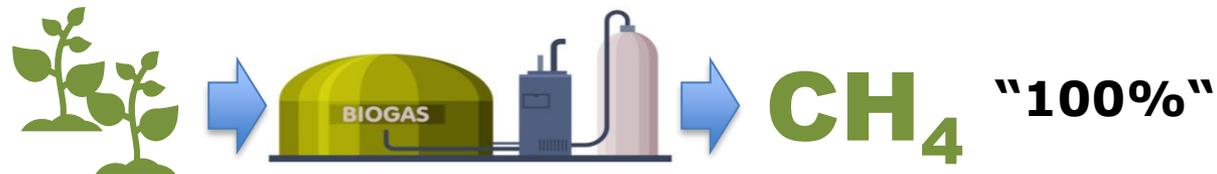
➔ Akzeptanz der Stichprobenkontrolle

Massenbilanzsystem

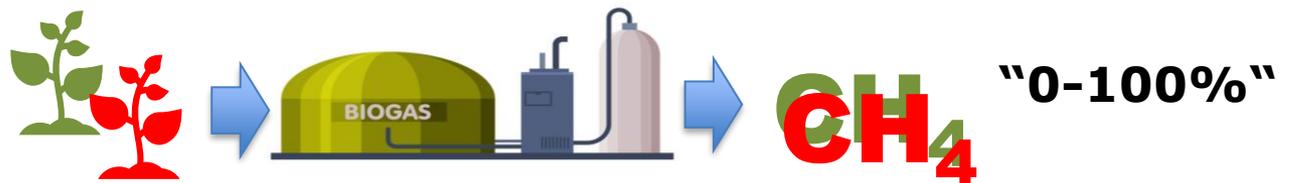
nachhaltige oder
nicht-nachhaltige
Biomasse

(teil-)nachhaltiges
Biogas/Biomethan

„hard-IP“



„Massenbilanz“



- ➔ Standortspezifische Bilanzerstellung zum Bilanzzeitpunkt
- ➔ keine physische/körperliche Trennung d. Biomasse notwendig
- ➔ am Ende jedes Bilanzzeitraums gilt:

$$\text{Output}_{\text{nachhaltig}} \leq \text{Input}_{\text{nachhaltig}}$$

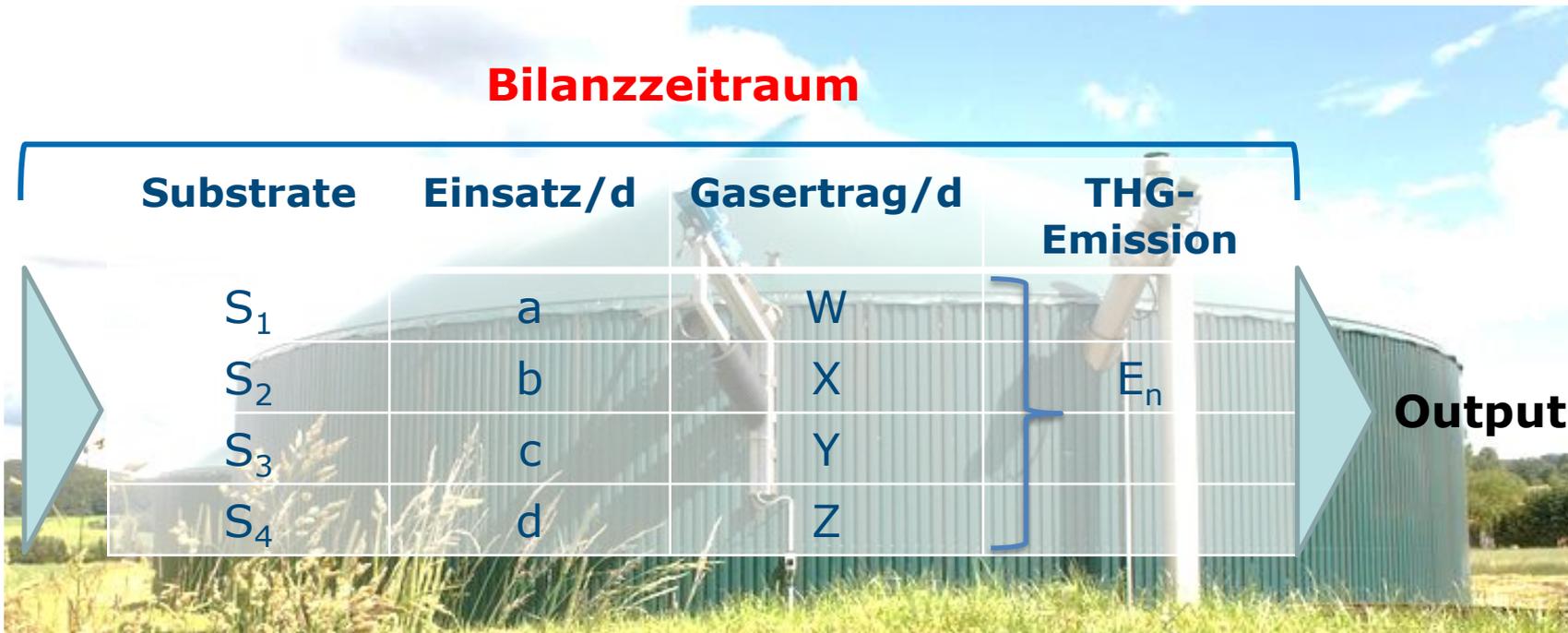
Massenbilanz in der RED II

- ➔ Verbot einer **Mehrfachanrechnung** bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien in einem Mitgliedstaat
- ➔ Angabe von **Marktanreizen/Einspeisevergütungen**, die das Material möglicherweise bisher erhalten hat (wichtig für Biogas / Biomethan, da es sowohl im Verkehrssektor als auch im Elektrizitätssektor verwendet werden kann)
- ➔ MB-Zeitraum bis zu **3 Monate** (Unterdeckung möglich)
MB-Zeitraum bis zu **12 Monate** für Ersterfasser (keine Unterdeckung möglich!)
- ➔ **Guthaben** können nur in die nächste Periode übertragen werden, wenn nachhaltiges Material physisch vor Ort vorhanden ist
- ➔ **EU-Gasnetz** ist als Bilanzraumgrenze für MB bestätigt

Saldierung in der RED II

- ➔ Saldierung von THG-Emissionen ist nur bzgl. der Erzeugung von Biogas für die Produktion von Biogas/Biomethan möglich
- ➔ Saldierung einzelner substratspezifischer THG-Emissionswerte möglich für Standardwerte od. bei individuellen Werten

Bilanzzeitraum



Substrate	Einsatz/d	Gasertrag/d	THG-Emission
S_1	a	W	E_n
S_2	b	X	
S_3	c	Y	
S_4	d	Z	

Input

Output

THG-Berechnung von Biomethan

e_{ec}
Anbau



e_{td1}
Transport



e_{p1}
Verarbeitung



e_{p2}
Aufbereitung



e_{td2}
Transport und Distribution



$$E = e_{ec} + e_l + e_p + e_{td} + e_u - e_{sca} - e_{ccs} - e_{ccr}$$

Ablauf eines REDcert-EU Zertifizierungsverfahrens

Registrierung

- unter www.redcert.org
- Übermittlung der Vertragsunterlagen
- Auswahl einer Zertifizierungsstelle

Vertragsabschluss

- Teilnahmebestätigung
- Meldung an BLE

Erst-Zertifizierung

- Schnittstellen: 100%
+ Lager/Silos*: \sqrt{x}
+ Land. Erzeuger*: \sqrt{x}

* Stichprobenkontrolle

Ausstellung Zertifikat

- ➔ Gültigkeit / Status
- ➔ PDF Zertifikat
- ➔ Biomasse-/BK-Arten
- ➔ Zertifizierungsstelle



Alle derzeit im REDcert-System erteilten Zertifikate und Kontrollbescheinigungen finden Sie hier:

Suche

Identifikator: Typ: Suche starten

RLZ: Ort: Land: Status:

Site [anmelden](#) Sie uns veranlassend erteilte Zertifikate und Kontrollbescheinigungen sowie veranlassend zertifizierte Biomasse, die nicht in der nachfolgenden Liste aufgeführt sind, damit wir auch auf diesem Weg die Integrität der REDcert-Systeme stärken können.

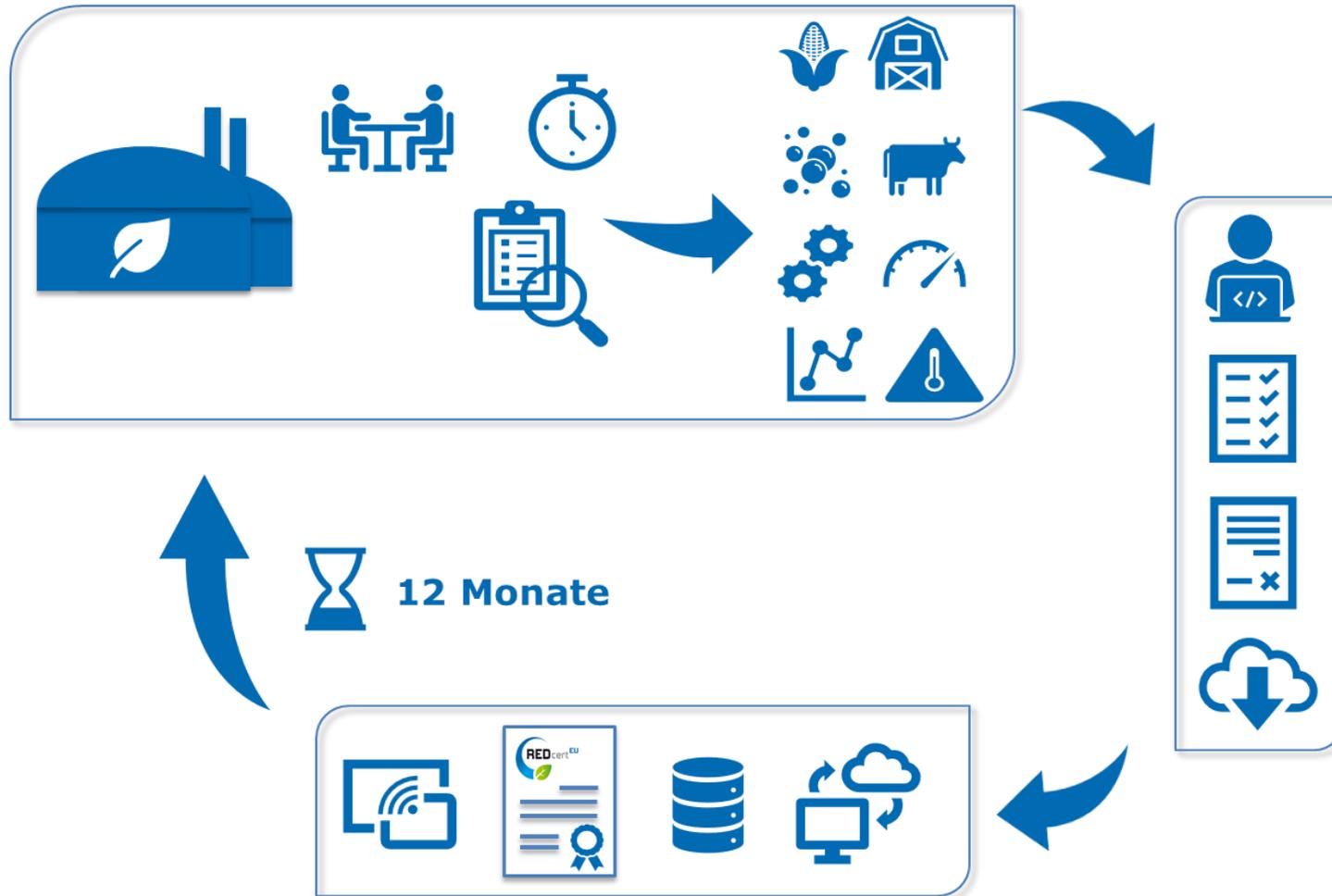
Identifikator	Name des Inhabers	Gültig von	Gültig bis	Zertifiziert an	Biomasseart	Zertifizierungsstelle	Typ	Dokumentation
EU-REDcert-209-2024441	BAGP SE, 67026, Ludwigshafen, Deutschland	17.10.2019	16.10.2020	409, 502	oBM	TÜV NORD CERT GmbH	2-BU	
REDcert-209-2024206	BAGP SE, 67026, Ludwigshafen, Deutschland	01.06.2019	31.05.2020	801		TÜV NORD CERT GmbH	2-KQC	
REDcert-209-20213267	BAGP SE, 67026, Ludwigshafen, Deutschland	21.12.2018	21.09.2019	801		TÜV NORD CERT GmbH	2-KQC	
EU-REDcert-209-20222054	BAGP SE, 67026, Ludwigshafen, Deutschland	17.10.2018	16.10.2019	409, 502	oBM	TÜV NORD CERT GmbH	2-BU	
EU-REDcert-209-20209669	BAGP SE, 67026, Ludwigshafen, Deutschland	17.10.2017	16.10.2018	409, 502	oBM	TÜV NORD CERT GmbH	2-BU	

100 Ergebnisse pro Seite anzeigen.

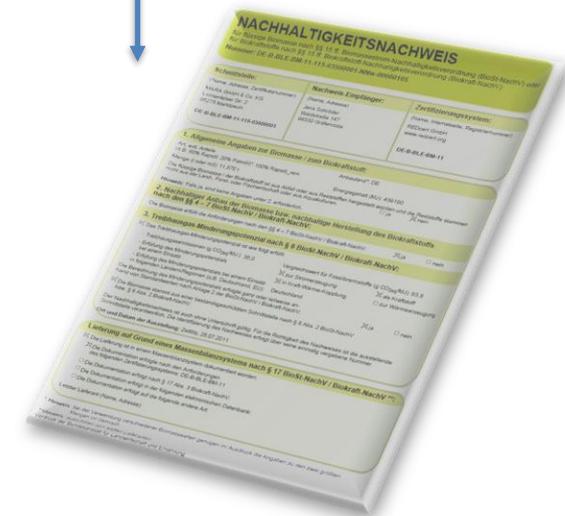
Die Betreiber und Betriebsstätten sind zertifiziert ab:

001 Gruppe von Anbauern/Erzeugern, 002 Anbauern, 003 Erzeugern, 004 Erzeugern/Verarbeitern, 005 Erzeugern, 006 Sammler von Abfällen und Reststoffen, 007 Ökologische / Pflanzenzüchtung, 008 Züchter, 009 Züchter, 010 Erzeugern, 011 Erzeugern, 012 Erzeugern, 013 Erzeugern, 014 Erzeugern, 015 Erzeugern, 016 Erzeugern, 017 Erzeugern, 018 Erzeugern, 019 Erzeugern, 020 Erzeugern, 021 Erzeugern, 022 Erzeugern, 023 Erzeugern, 024 Erzeugern, 025 Erzeugern, 026 Erzeugern, 027 Erzeugern, 028 Erzeugern, 029 Erzeugern, 030 Erzeugern, 031 Erzeugern, 032 Erzeugern, 033 Erzeugern, 034 Erzeugern, 035 Erzeugern, 036 Erzeugern, 037 Erzeugern, 038 Erzeugern, 039 Erzeugern, 040 Erzeugern, 041 Erzeugern, 042 Erzeugern, 043 Erzeugern, 044 Erzeugern, 045 Erzeugern, 046 Erzeugern, 047 Erzeugern, 048 Erzeugern, 049 Erzeugern, 050 Erzeugern, 051 Erzeugern, 052 Erzeugern, 053 Erzeugern, 054 Erzeugern, 055 Erzeugern, 056 Erzeugern, 057 Erzeugern, 058 Erzeugern, 059 Erzeugern, 060 Erzeugern, 061 Erzeugern, 062 Erzeugern, 063 Erzeugern, 064 Erzeugern, 065 Erzeugern, 066 Erzeugern, 067 Erzeugern, 068 Erzeugern, 069 Erzeugern, 070 Erzeugern, 071 Erzeugern, 072 Erzeugern, 073 Erzeugern, 074 Erzeugern, 075 Erzeugern, 076 Erzeugern, 077 Erzeugern, 078 Erzeugern, 079 Erzeugern, 080 Erzeugern, 081 Erzeugern, 082 Erzeugern, 083 Erzeugern, 084 Erzeugern, 085 Erzeugern, 086 Erzeugern, 087 Erzeugern, 088 Erzeugern, 089 Erzeugern, 090 Erzeugern, 091 Erzeugern, 092 Erzeugern, 093 Erzeugern, 094 Erzeugern, 095 Erzeugern, 096 Erzeugern, 097 Erzeugern, 098 Erzeugern, 099 Erzeugern, 100 Erzeugern.

Auditprozess Biomethananlage

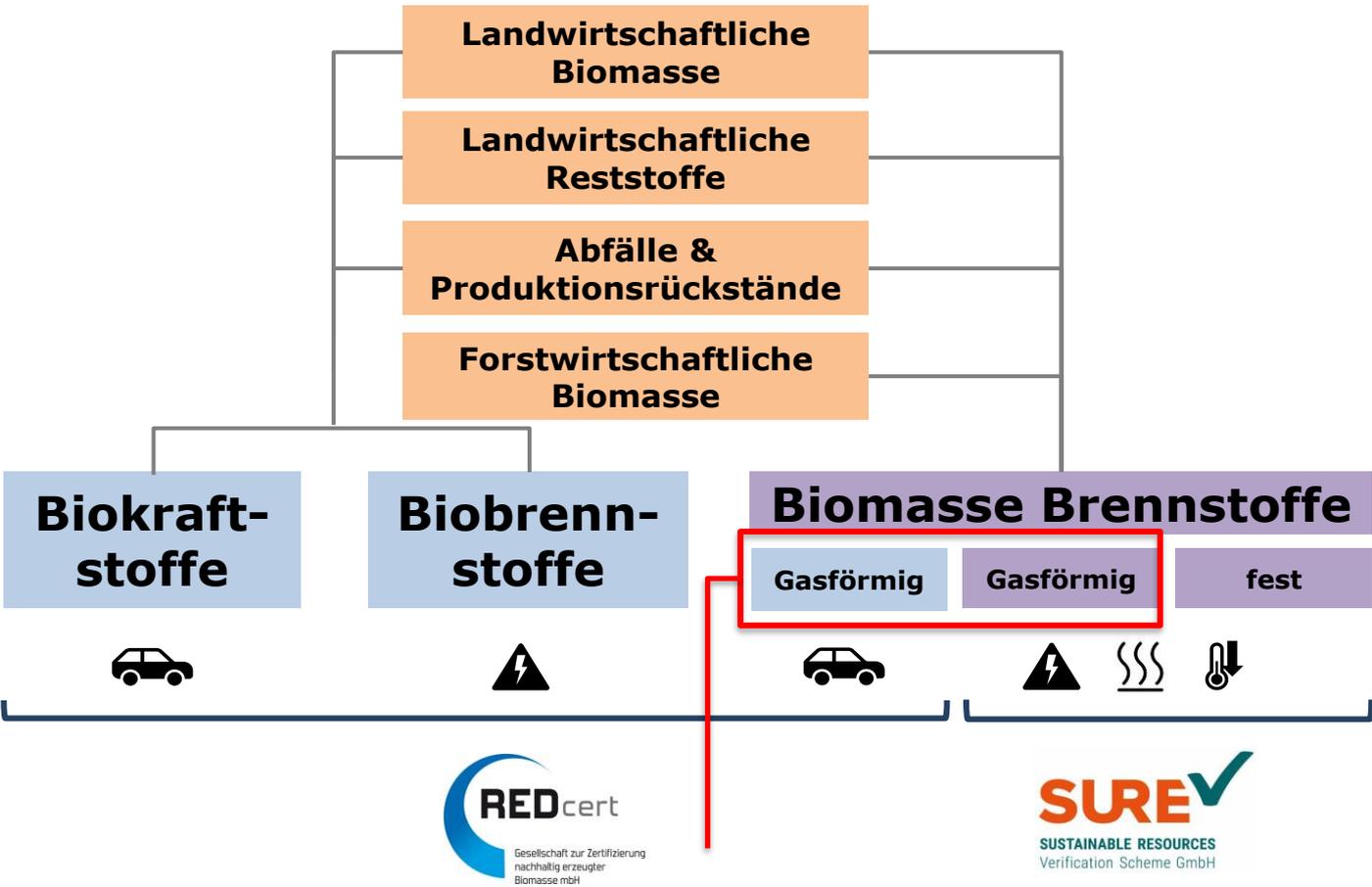


Letzte Schnittstelle



- ➔ Auf Basis eines gültigen Zertifikates stellt die letzte Schnittstelle (Biomethanlage od. Händler) **Nachhaltigkeitsnachweise** rückwirkend (um Korrekturen zu vermeiden) für das gelieferte (eingespeiste) Biomethan aus

Geltungsbereich der RED II



Ein Zertifizierungsprozess → einmalige Kosten → Zwei Zertifikate

Wer wäre betroffen?

1.000 – 4.000 BGA je nach Szenario



System-Update



- ➔ SD befinden sich derzeit in der Bewertung der Europäischen Kommission
- ➔ werden nach einer positiven Bewertung und vor der formellen Anerkennung veröffentlicht
- ➔ REDcert wird rechtzeitig Seminare und Schulungen anbieten, um die Implementierung / den Übergang des aktualisierten Systems durch Betreiber und Zertifizierungsstellen zu unterstützen

Übergang von RED I → RED II



- ➔ RED I läuft am 30. Juni 2021 aus
- ➔ Ab dem 1. Juli 2021 können nur noch RED II konforme Zertifikate ausgestellt werden

Aber was geschieht mit Betreibern mit einem gültigen RED I-Zertifikat, das vor dem 1. Juli 2021 ausgestellt wurde?

REDcert schlägt eine Übergangsperiode vor:

- ➔ Ab dem 1. Juli 2021 müssen die Betreiber alle in der RED II festgelegten Kriterien erfüllen
- ➔ RED I-Zertifikate bleiben bis zu ihrem regulären Ablaufdatum (max. 30. Juni 2022) gültig und werden unter der RED II akzeptiert

Fazit und Ausblick

- ➔ Nachhaltigkeitszertifizierung unter der RED I im Biomethanbereich hat sich bislang gut bewährt
- ➔ Standardwerte nun auch für Mais und Bioabfall (weitere im Zuge der Revision der RED II erwartet) sowie Gemische Mais:Gülle (z.B. 70:30) sowie und erstmals ein Güllebonus von **- 45 g CO_{2eq}/MJ** beim Emissionsfaktor e_{sca}
- ➔ Schon jetzt erreichen Biomethananlagen THG-Einsparungen ca. 90 %!
- ➔ Umstellung von EEG auf Nachhaltigkeitszertifizierung bei positiver Entwicklung des THG-Quotenpreises als Alternative
- ➔ Referentenentwurf zur Novellierung von Biokraft-NachV und BioSt-NachV händeringend erwartet → die Zeit drängt!



Ihr Partner für
Nachhaltigkeitszertifizierungen



Suchen...

Login

[Home](#) [Über uns](#) [REDcert Systeme](#) [Events](#) [Mediathek](#) [Kontakt](#)



REDcert-EU und REDcert-DE

Mit den Zertifizierungssystemen REDcert-EU und REDcert-DE haben Sie einen uneingeschränkten Zugang zum deutschen Markt bzw. zu den europäischen Märkten für nachhaltige Biomasse, Biokraft- und -brennstoffe.

[Weiterlesen](#) →

REDcert – Ihr Partner für Nachhaltigkeitszertifizierungen

REDcert bietet Ihnen Zertifizierungssysteme für nachhaltige Biomasse, Biokraft- und -brennstoffe (REDcert-DE und REDcert-EU) sowie nachhaltige Agrarrohstoffe zur Verwendung in der Lebensmittel-/Futtermittelwirtschaft aber auch zur stofflichen Biomassenutzung bzw. stofflichen Nutzung in der chemischen Industrie (REDcert+). Die REDcert Philosophie besteht darin, die Systemteilnehmer bei der Umsetzung einer Nachhaltigkeitszertifizierung zu unterstützen und praxisorientierte Systeme zu bieten.

Haben Sie unterschiedliche Rohstoffe und möchten nur ein Nachhaltigkeitszertifizierungssystem? Dann bietet Ihnen REDcert hier verschiedene Lösungen, so dass nur ein Audit erforderlich ist, um Ihre Rohstoffe in alle Märkte liefern zu können.

Die REDcert Systeme sind dabei auf alle Wirtschaftsbeteiligten der jeweiligen Wertschöpfungskette anwendbar. Die Tätigkeitsschwerpunkte von REDcert zur Umsetzung von Nachhaltigkeitsanforderungen liegen schwerpunktmäßig in Deutschland und Europa.

Informieren Sie sich auf unserer Homepage über die Aufgaben und Ziele von REDcert, die Systemanforderungen, Prüfsystematik, Schulungstermine und vieles mehr.

Oder fordern Sie unsere [Imagebroschüre](#) an.

News

REDcert ist Goldpartner des 18. Internationaler Fachkongress für Erneuerbare Mobilität



Dr. Christian Krüger

Corporate Sustainability

"Bei BASF verbinden wir wirtschaftlichen Erfolg mit dem Schutz der Umwelt und gesellschaftlicher Verantwortung. Die verschiedenen REDcert-Zertifizierungen bieten uns als globales Chemieunternehmen die Möglichkeit, die Glaubwürdigkeit unserer massenbilanzierten Produkte für unsere Kunden und Stakeholder zu erhöhen. Die REDcert-Standards sind auf alle unsere Standorte anwendbar. Als weltweit erstes Unternehmen hat BASF ein Produkt 2018 gemäß dem neuen REDcert2-Standard für die chemische Industrie erfolgreich auditiert lassen und mittlerweile sind alle massenbilanzierten Produkte danach zertifiziert. Diese werden heute in vielen verschiedenen Industriebereichen verwendet (z.B. Verpackung, Automobil, Bau). Darüber hinaus nutzen wir auch das REDcert-EU-System für massenbilanzierte Produkte, die für den Biokraftstoff-Sektor bestimmt sind."



Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!



Hendrik-Benjamin Lerbs

Business Development Manager

REDcert GmbH

Sustainable Resources

Verification Scheme GmbH

Schwertberger Str. 16

53177 Bonn

+49 228 3506115

hendrik.lerbs@redcert.de

www.redcert.org

www.sure-system.org

Projektergebnisse zur landwirtschaftlichen Energieautarkie & Grünlandnutzung

>> *Biogas Fachgespräch*

Online-Seminar, 03. Februar 2021

Dr. Joachim Pertagnol

- * **Projekt „Biogas Natur“**
- * **Projekt „Biogas Autark“**

Laufzeit 2017 - 2019



Gefördert im Rahmen des
Umweltforschungsplans (UFO-Plan) 2017
des Bundesamtes für Naturschutz



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit



Projektpartner



treurat
partner
berater



bosch & partner

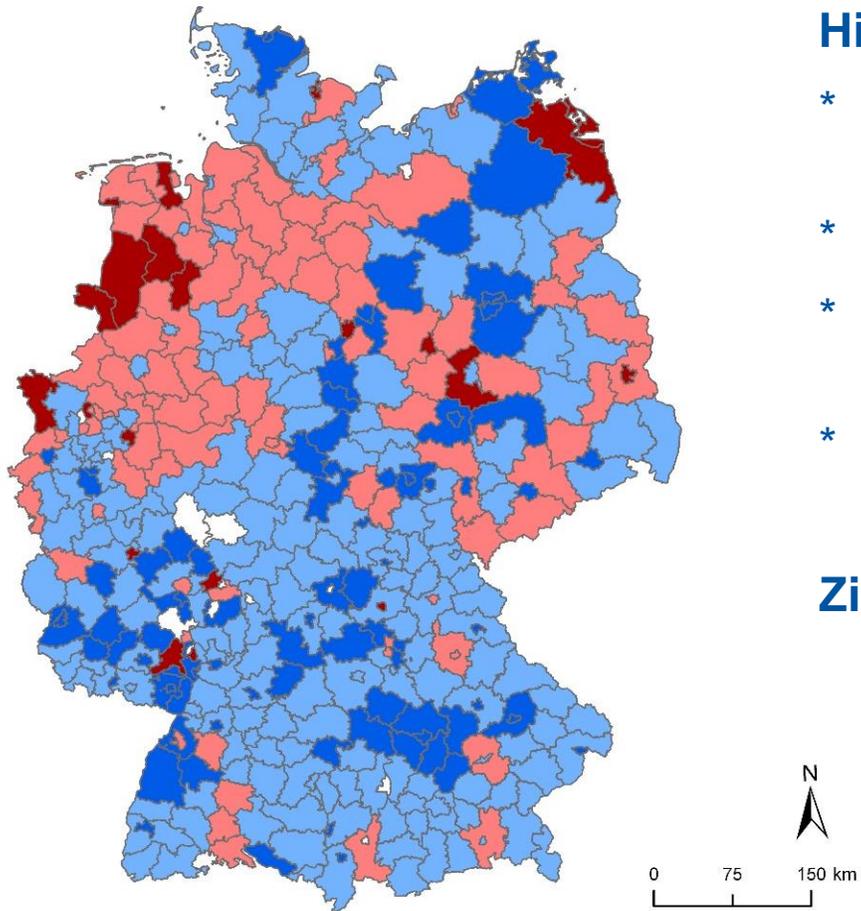
Hintergrund

- * Verlust von wertgebendem Grünland durch Intensivierung Landwirtschaft
- * Intensivierung nicht überall → Karte
- * Verbuschung von Grünland durch fehlende Verwertungswege für Gras
- * Fehlende Verwertung von 200.000 Hektar Grünland bei Wegfall der Biogasanlagen

Ziel des Vorhabens

Aufzeigen von Synergien zwischen

- Biogasanlage:
Substitution von flächenintensiven Substraten (wie Mais)
- Naturschutz:
Refinanzierungsmöglichkeiten für die Landschaftspflege



Veränderung der Großvieheinheiten
von 2010 bis 2016

- Rückgang um 10 Prozent und mehr
- Rückgang um weniger als 10 Prozent
- Zunahme um bis zu 10 Prozent
- Zunahme um mehr als 10 Prozent
- keine Angabe möglich

Gefördert im Rahmen des
Umweltforschungsplans (UFO-Plan)
2017 des Bundesamtes für Naturschutz



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und nukleare Sicherheit



Projektpartner



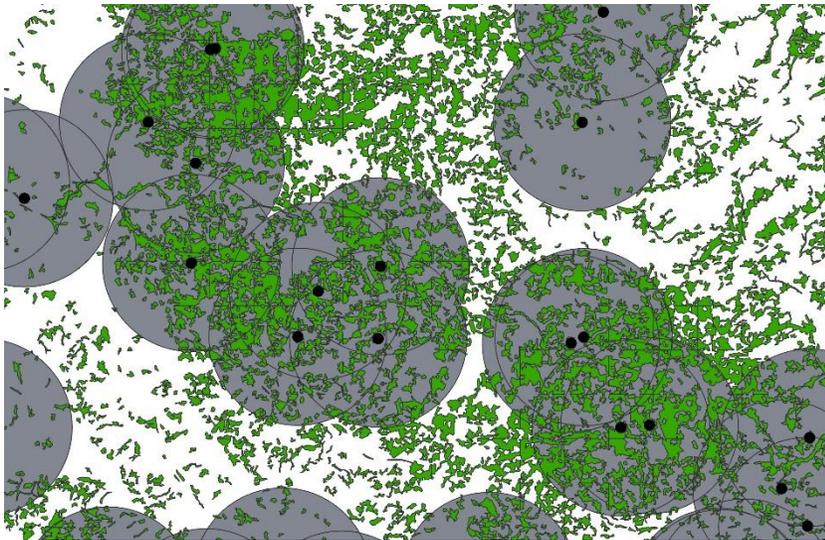
Nutzungsintensität des Grünlands

Datenbasis

- * EEG-Anlagenregister
- * CORINE Land Cover (2012)
- * Atlas Agrarstatistik NRW

Fokussierung

10-Kilometer-Umkreis um alle BGA



Vergleich zu Praxisbetrieben

- 4 Betriebe
- Anteil Grünland an LW-Fläche des Landkreises 35% - 62%



- * Verbessertes Betriebsergebnis durch Einsatz von Landschaftspflegegras, wenn auch nur in geringen Mengen verfügbar
- * Reduzierung Gesamtsubstratmenge (Downsizing) sinnvoll, dadurch auch Reduzierung der Maismenge möglich
- * Begünstigung von nicht überbauten Biogasanlagen
- * Notwendigkeit der Abstimmung der Nutzung von Landschaftspflegegras auf das naturschutzbezogene Potenzial der Einzelstandorte
- * Erhöhtes Synergiepotenzial an Standorten mit **hoher naturschutzbezogenen Wertigkeit** des Grünlands und vergleichsweise **geringer Nutzungsintensität**,
→ gilt für etwa jede 25. Biogasanlage in Deutschland (Kategorie B)
- * Problem: Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeiten von Landschaftspflegegras ist den Akteuren nicht immer unmittelbar bekannt

Biogas Autark

- * **Laufzeit: 2018-2020**
- * Ziel: Zukünftige Nutzung von Bestandsanlagen für Eigenversorgung mit Energie (Strom & Wärme)
- * Vorteil:
 - * sicherer Strompreis
 - * Einsparungen von EEG-Umlage
 - * Fortbestand der Biogasanlage
 - * Planungssicherheit (Betrieb)
- * Nachteil:
 - * Rechtliche Fragen sehr komplex
 - * Hohe technische Herausforderungen
- * Aber: Geht das?



UNIVERSITÄT
HOHENHEIM

Freistaat
Thüringen



Landesamt für
Landwirtschaft und
Ländlichen Raum

Gefördert durch:

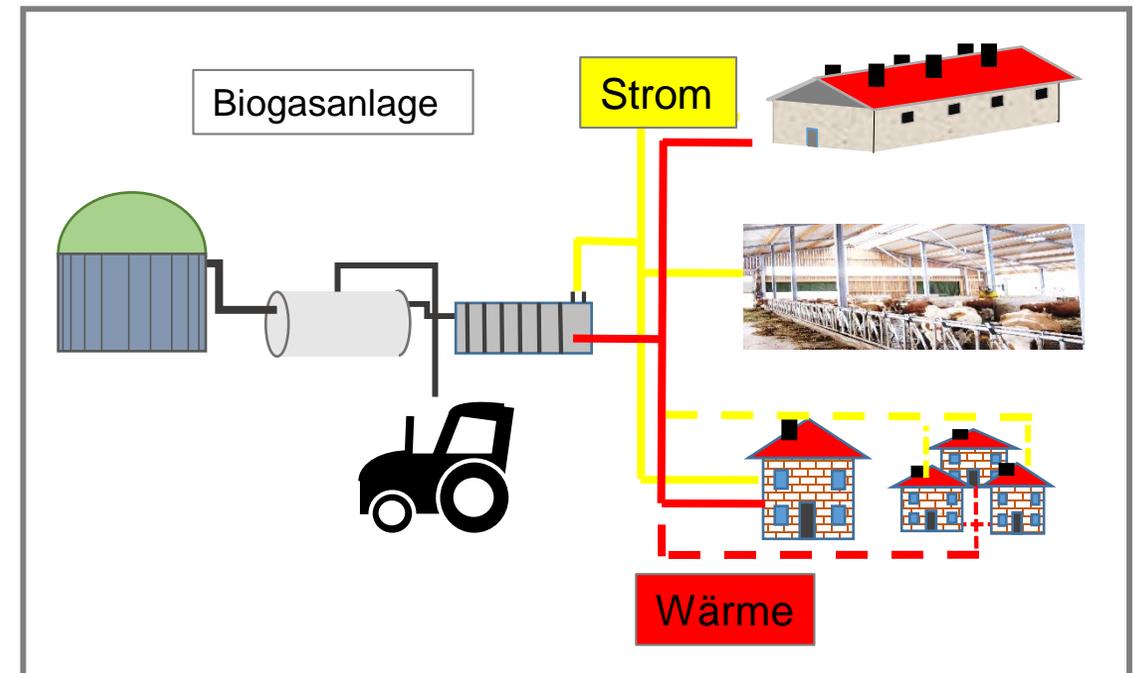


Bundesministerium
für Ernährung
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.



Was ist Autark/ Eigenversorgung

* Autark

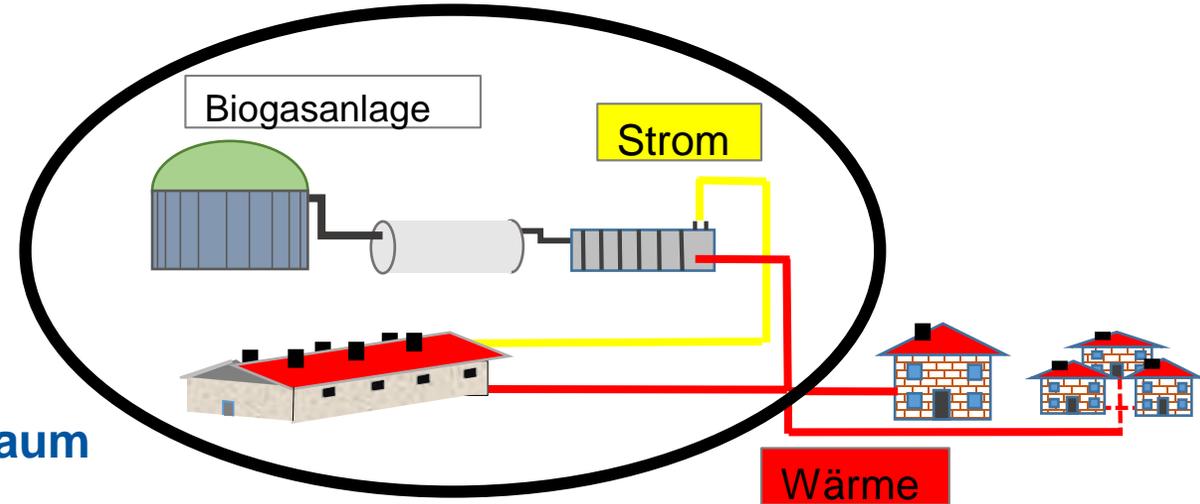
- * „auf niemanden angewiesen“
- * „wirtschaftlich unabhängig“

* Im Stromsektor

- * Physikalisch vom Netz getrennt, für den Zeitraum von einem Jahr

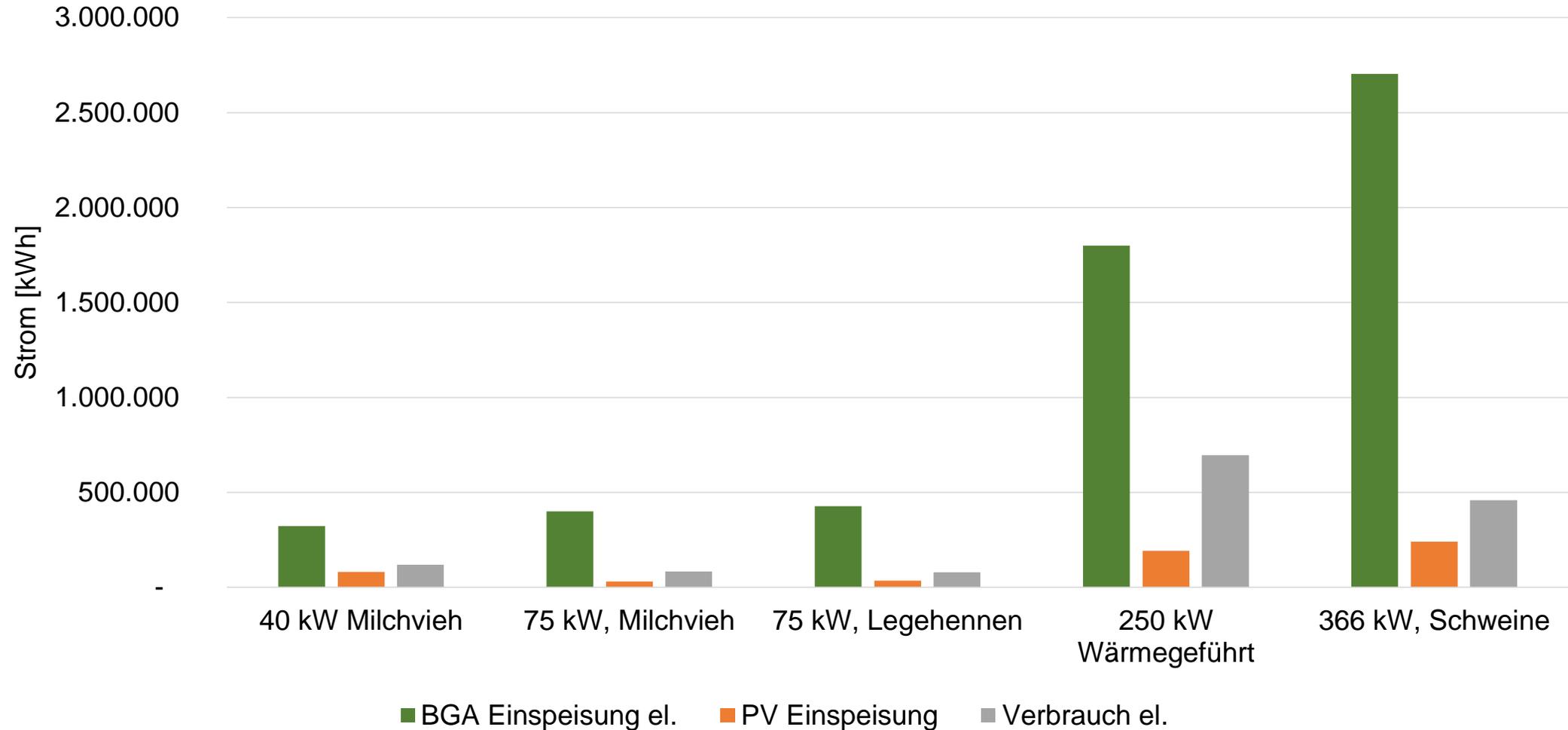
* Der Begriff der Eigenversorgung ist im EEG seit dem 1. August 2014 legal definiert. Dort heißt es in § 3 Nr. 19 EEG 2017:

- * „Im Sinne dieses Gesetzes ist (...),Eigenversorgung‘ der Verbrauch von Strom, den eine natürliche oder juristische Person im unmittelbaren räumlichen Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage selbst verbraucht, wenn der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und diese Person die Stromerzeugungsanlage selbst betreibt,“.

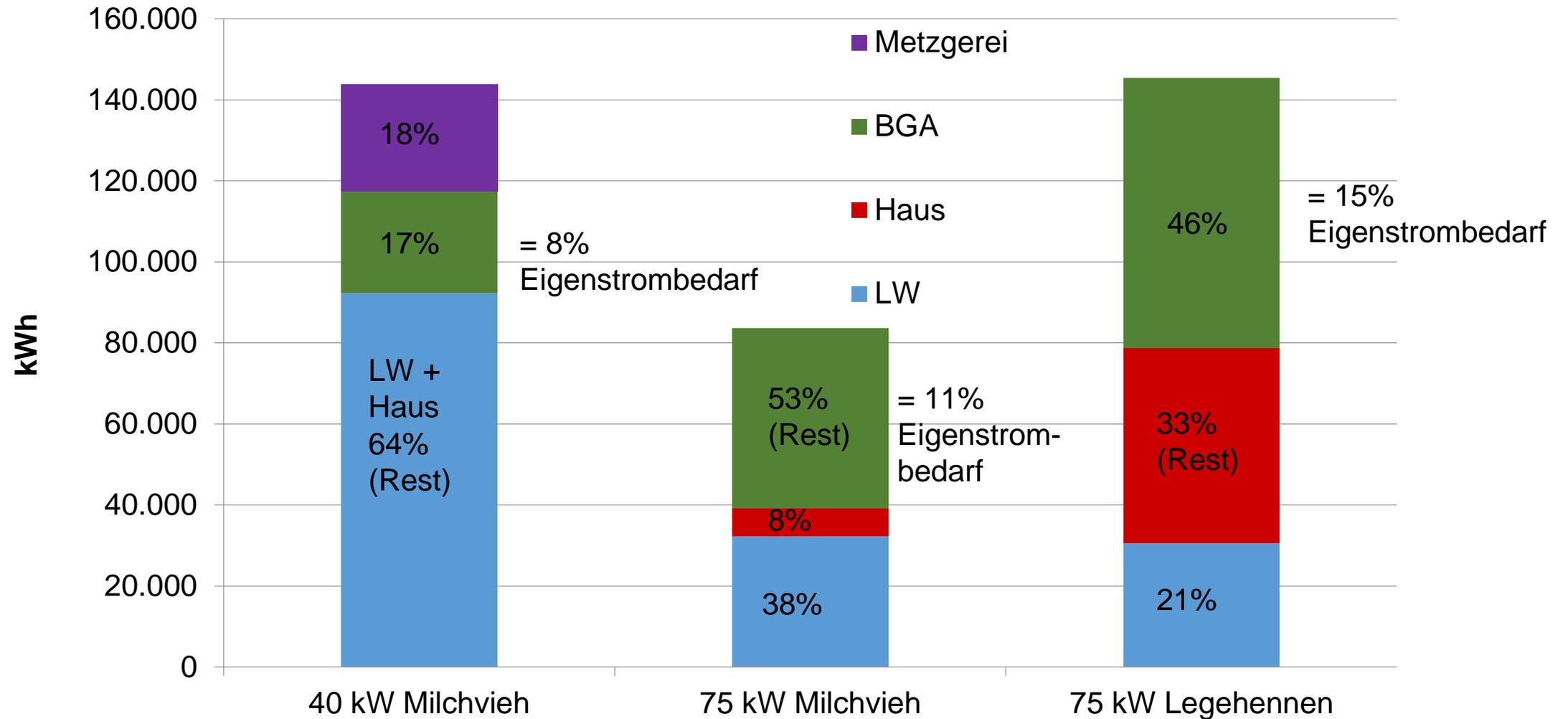


		40 kW Milchvieh	75 kW Milchvieh	75 kW Legehennen	250 kW Wärmegeführt	366 kW Schweine
Vieh		50 GV Milchvieh	110 GV Milchvieh	7500 Legehennen	116,24 GV Divers	1.000 Mastplätze & 300 Zuchtsauen (am BGA-Standort)
Hauptsubstrate	1	Rindergülle	Rindergülle	Grassilage	Grassilage	Rinder- & Schweinegülle
	2	Grassilage	Grassilage	Rindergülle	Rindergülle	Maissilage
	3		Mist	HTK		Mist
Besonderheit		Schlachtereie	Hohe Wärmenutzung, Aussiedlerhof	Hoher Autarkiegrad	Wärmegeführt, "Bioenergiedorf"	Flexibilisiert

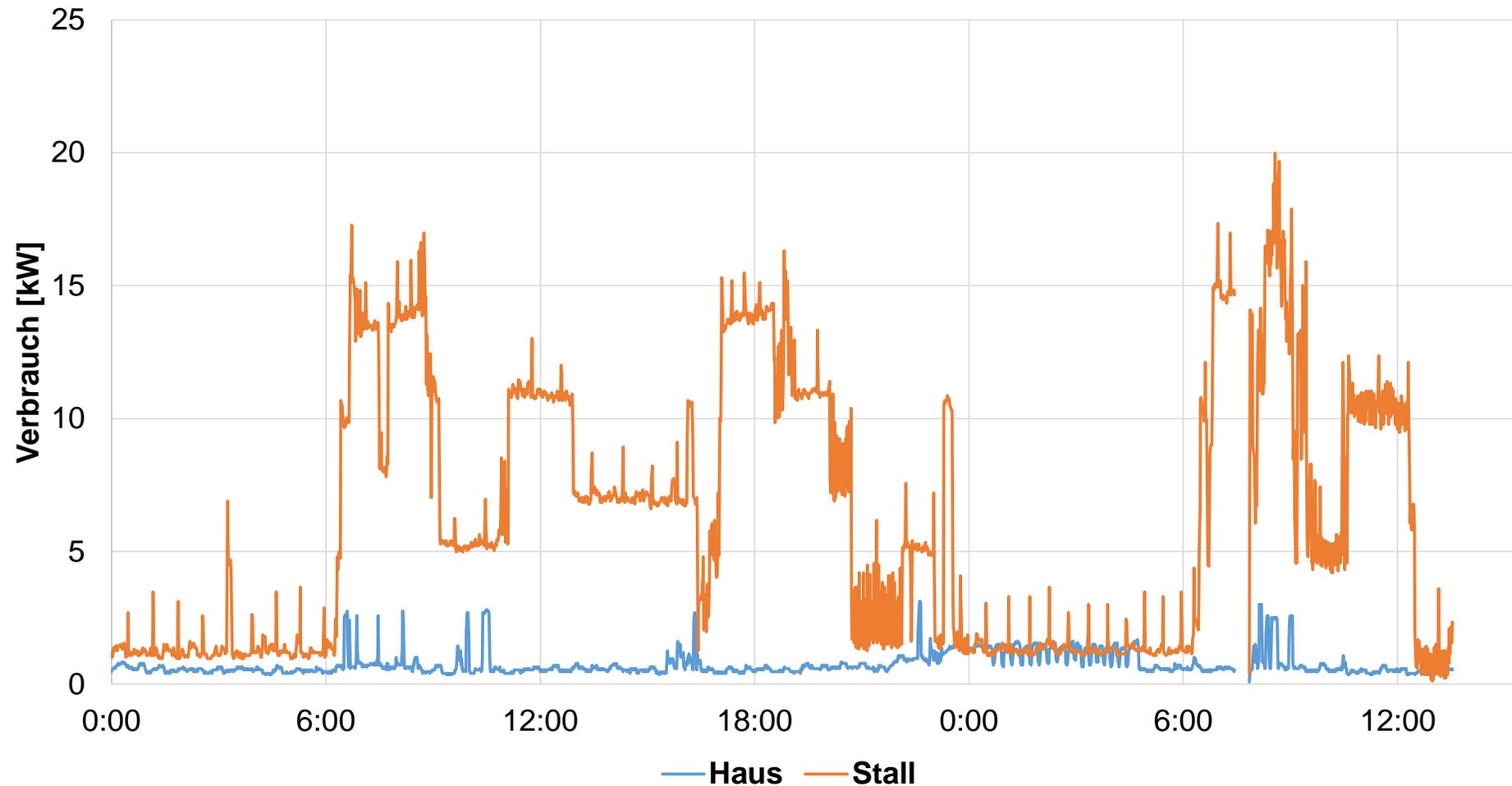
Stromverbrauch und -produktion der Praxisbetriebe über den Messzeitraum von 1 Jahr [kWh]



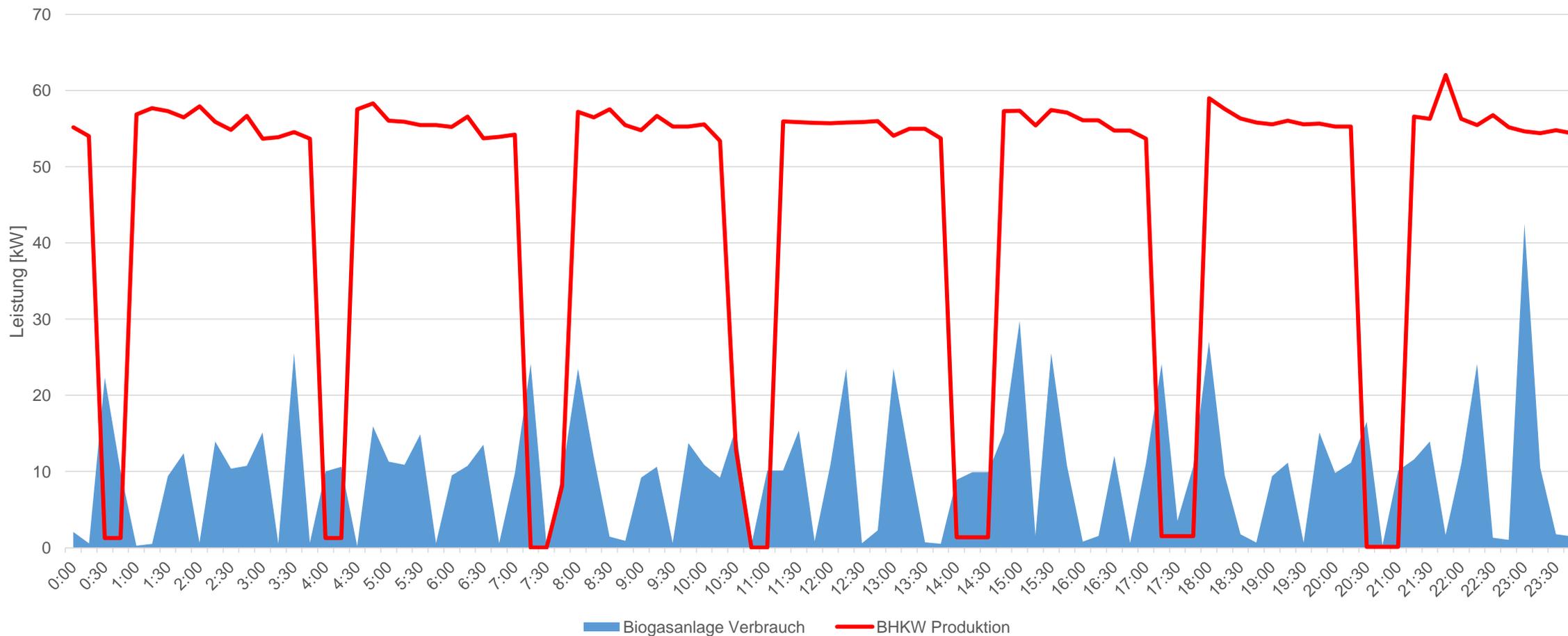
* Jahresverbrauch Betriebszweige



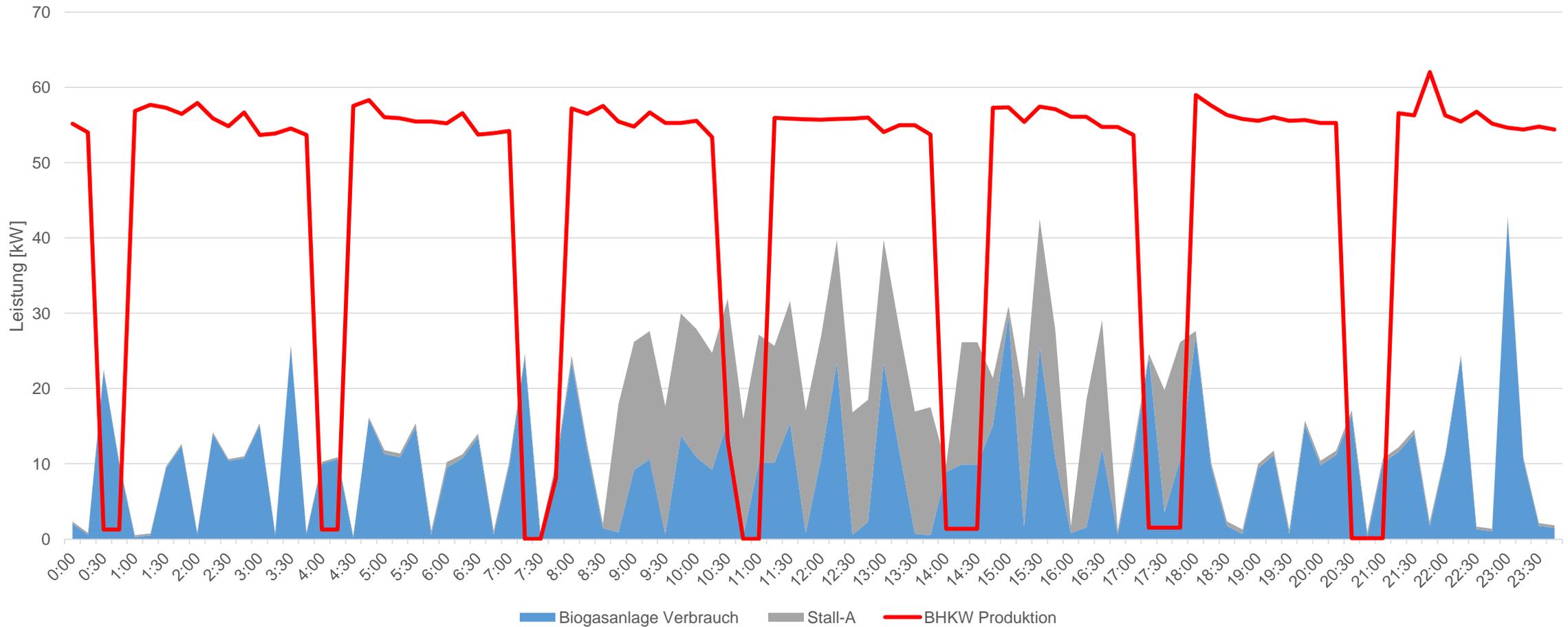
Tagesverlauf Stromverbrauch Betrieb 75 kW, Milchvieh



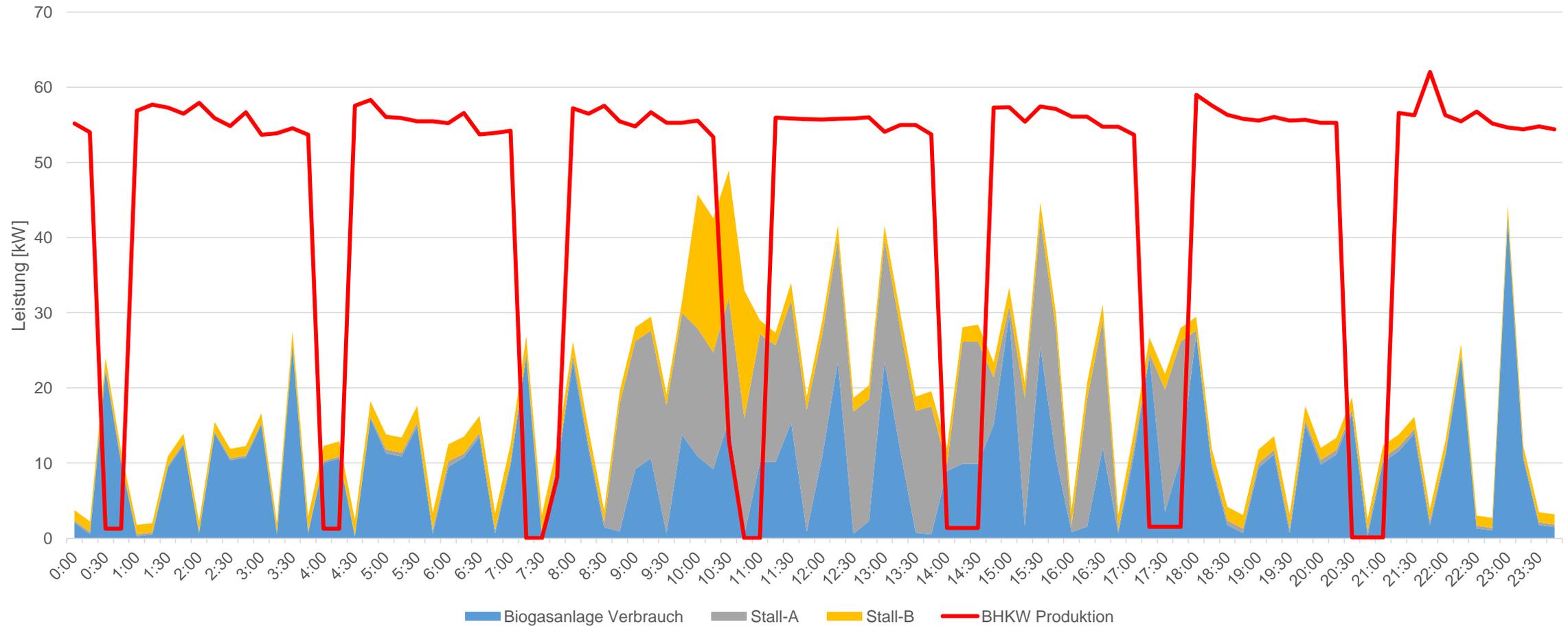
Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen



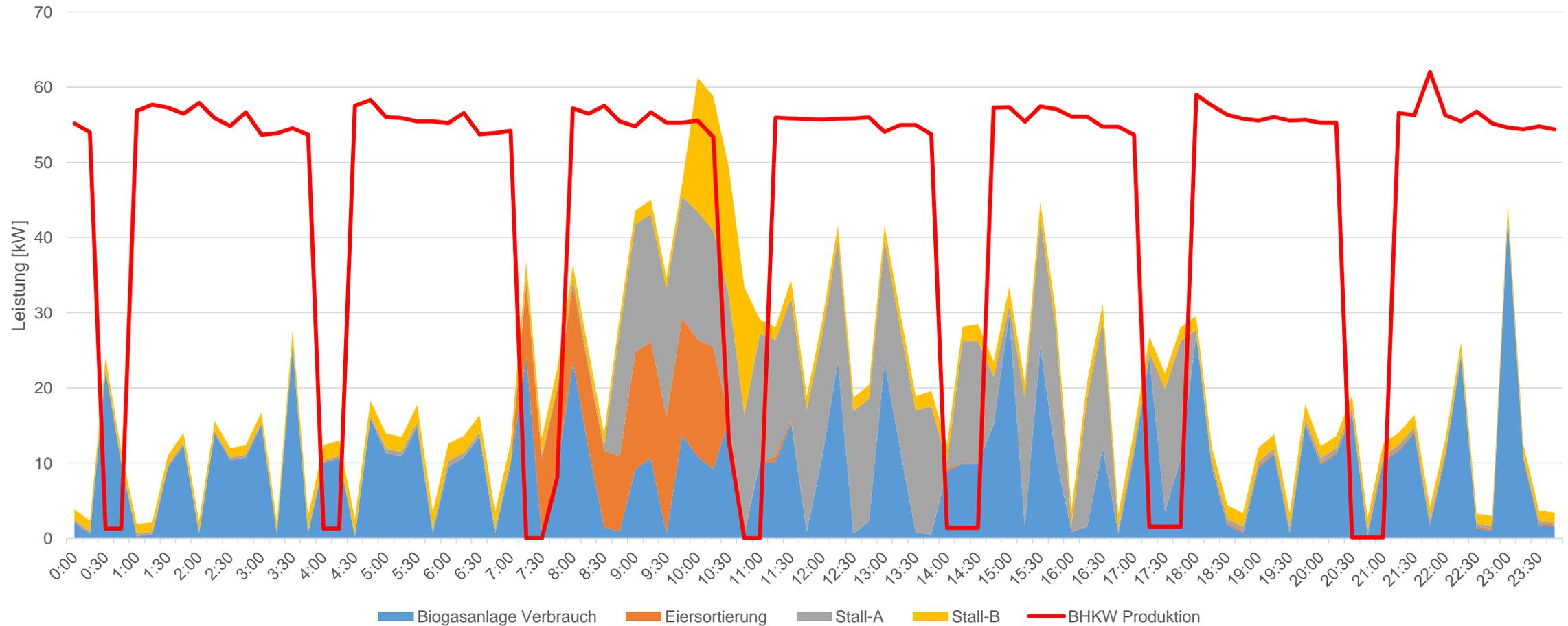
Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen



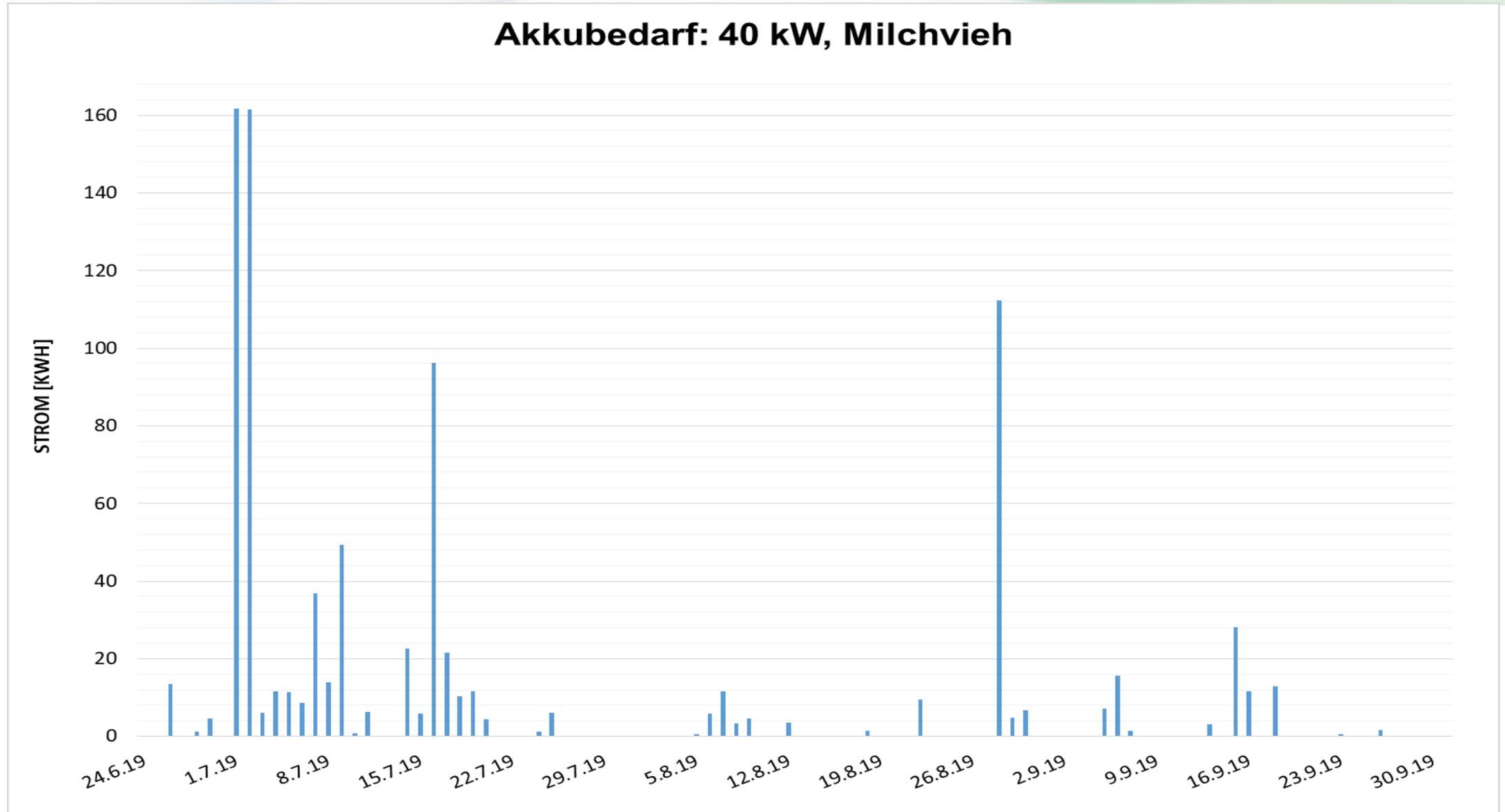
Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen



Produktion und Verbrauch bei 1/4 Std. Messung Betrieb 75kW, Legehennen



Akkubedarf: 40 kW, Milchvieh



Kostenansatz für Autarkieberechnung

- * 3 Szenarien für einen autarken Betrieb
 - * In die Biogasanlage investieren (Retrofit) für die nächsten 10 Jahre
 - * Anlage weiter nutzen ohne Reinvestition
 - * Anlage weiter nutzen mit Berücksichtigung von erhöhten Reparaturkosten
- * Bei allen Anlagen muss in das BHKW investiert werden
- * Investitionen in Steuer- und Regeltechnik, Akkus (Investitionsbedarf 800 €/kWh)
- * Nicht berücksichtigt: Installationskosten, Umbau Stromverteilung, zusätzlicher Arbeits- und Wartungsbedarf, Langzeitwartungen an BGA

Stromproduktionskosten minus Wärmenutzung		40 kW Milchvieh	75 kW, Milchvieh	75 kW, Legehennen
Retrofit	[ct/kWh]	30,3	26,6	25,8
ohne Investition	[ct/kWh]	21,4	20,1	20,1
Erhöhte Reparatur	[ct/kWh]	22,8	21,7	21,5
Strombezugskosten (Netto) [ct/kWh]	[ct/kWh]	21,4	21,8	22,3

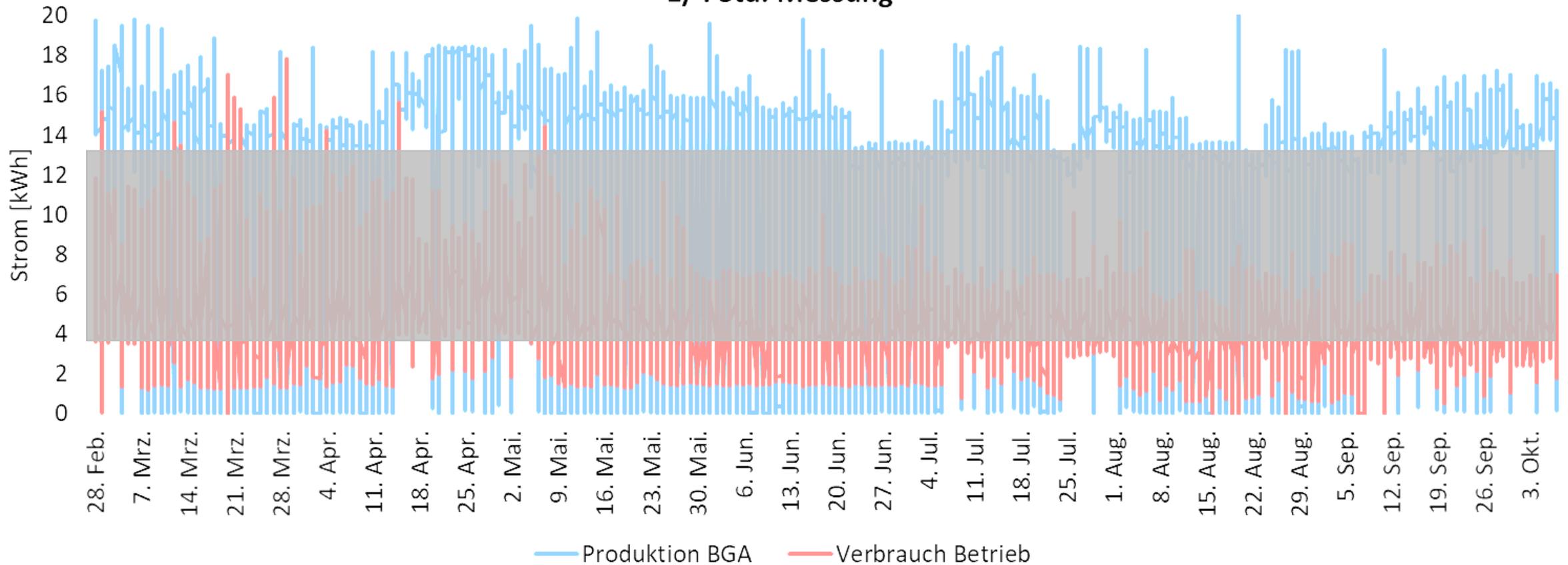
Stromproduktionskosten		40 kW Milchvieh	75 kW, Milchvieh	75 kW, Legehennen
		<u>- 1.696,26 €</u>	<u>73,86 €</u>	<u>593,02 €</u>

* Nicht alle Kosten berücksichtigt!

* Was ist einem Freizeit wert?



Verbrauchs- und Produktionswerte Betrieb 75 kW, Legehennen [kWh]
1/4 Std. Messung



Überschusseinspeisung

75 kW, Legehennen

- * Eigenverbrauch
- * Zwischen 15 – 50 kW die Eigenversorgung abdecken
- * >90 % Eigenversorgung
- * Hohe Start-Stop Zahl bzw. power to heat notwendig
- * Jahresverbrauch von 78.697 kWh

	Produktionskosten	Stromkaufpreis
	0,186 €/kWh	0,213 €/kWh
+ 40 % EEG-Umlage	0,213 €/kWh	
+ 100 % EEG-Umlage	0,254 €/kWh	

	Produktionskosten	Kaufpreis	
ohne EEG-Umlage	15.950,92 €	16.762,46 €	811,54 €
40 % EEG-Umlage	16.793,67 €	16.762,46 €	- 31,21 €
100 % EEG-Umlage	19.985,62 €	16.762,46 €	- 3.223,16 €

Idealfall

- * Stromproduzent & Stromverbraucher (BGA, Landwirtschaft, Haushalt) sind juristisch eine Person
- * Kenntnis der Bezugsstromkosten und der Stromgestehungskosten (BZA)
- * Energiesparmaßnahmen schon durchgeführt
- * Hoher, gleichmäßiger Stromverbrauch (z.B. Weiterverarbeitung)
- * Kenntnis der Stromproduktion und des Lastgangs in hoher zeitlicher Auflösung
- * Rel. kleine, stabil laufende BGA in technisch gutem Zustand
- * Kostenlose, unproblematische Substrate (Rindergülle)
- * Passender Wärmebedarf
- * Vorhandene Technik (Batterie-, Warmwasserspeicher)
- * Fachfirma vor Ort
- * Lust auf ein neues Hobby 😊



- * **Rechtsfragen noch ein Hindernis**
 - * Autarkbegriff in Stromversorgung
 - * Betriebsform
- * **Folgen kompletter Trennung vom Stromnetz**
 - * Erhöhte Gefahr von Versorgungslücken
 - * Mehr Arbeitsaufwand / physische / psychische Belastung durch ständige Bereitschaft
- * Vorteil durch die Nutzung von **kostengünstigen Substraten** und keine Vorgaben der Substratnutzung durch EEG
- * **80 % Eigenversorgung** „einfach“ zu erreichen
- * **Hohe Schwankungen im Verbrauch wie auch in der Produktion** (+Netztrennung) lassen einen autarken Betrieb aktuell nur mit einem hohen Sicherheitsspeicher (Batterie, Notstromaggregat) zu.

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Joachim Pertagnol

IZES gGmbH
Altenkesseler Str. 17, Geb. A1
D-66115 Saarbrücken

Pertagnol@izes.de