

Biomethan

Rahmenbedingungen und Technologien



EUREF Campus Berlin Schöneberg
www.euref.de

Dirk Bonse

Stabsstellenleiter „erneuerbare Gase“, Fachverband Biogas e.V.



Zahlen und Fakten: Biogas und Biomethan aus Abfällen

Der rechtliche Rahmen: EU und national

Biomethanaufbereitungstechnologien

Grüne Gase: H₂ und CO₂

Nutzungskonzepte

Beispiele



Zahlen und Fakten: Biogas und Biomethan aus Abfällen

Der rechtliche Rahmen: EU und national
Biomethanaufbereitungstechnologien

Grüne Gase: H₂ und CO₂

Nutzungskonzepte

Beispiele



Aus aktuellem Anlass: REPowerEU – EU-weites Biomethanpotential

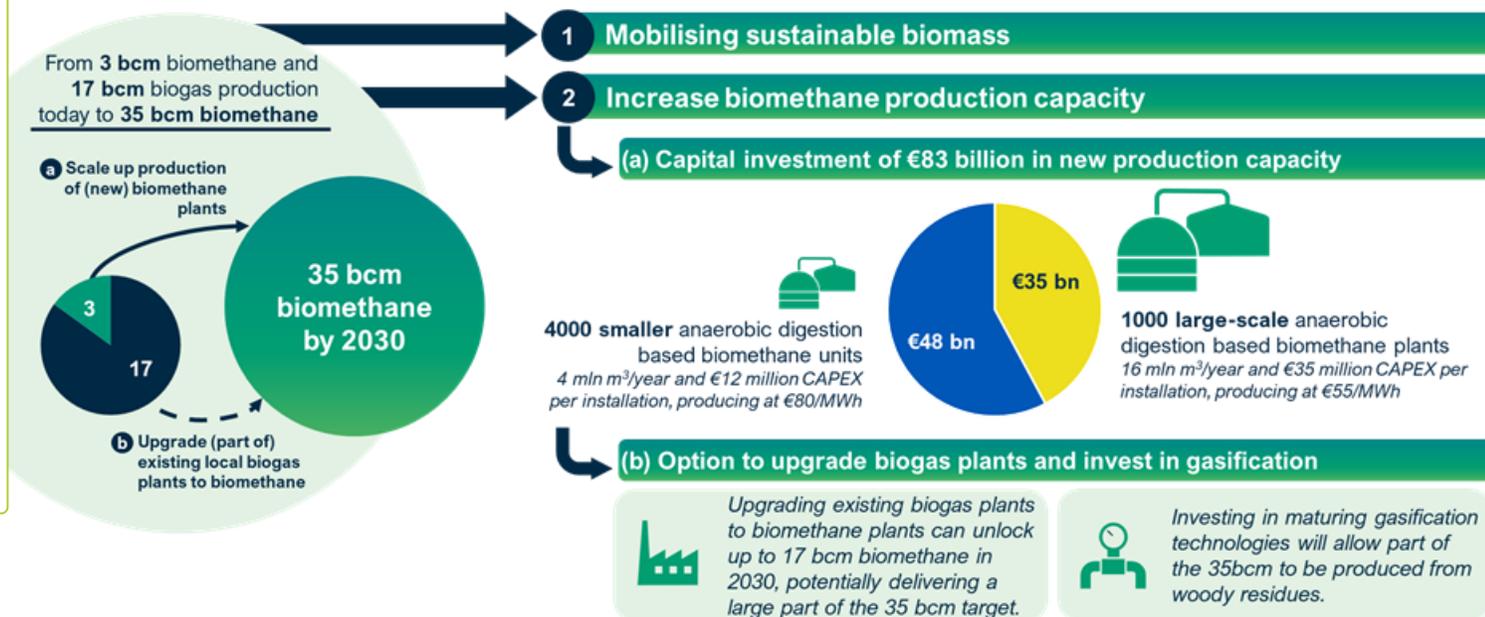


20 % der
aktuellen
Importe aus
Russland

Ohne
zusätzliche
Anbauflächen

- **08. März 2022:**
 - **Zielfestlegung:**
 - **35 Milliarden Kubikmeter Biomethan sollen bis 2030 produziert werden**
 - ✓ Übernahme der Forderung seitens der EBA und 30 weiterer Organisationen, 350 TWh bereit zu stellen

What it takes to produce 35 bcm biomethane by 2030



- **Abschaffung der Höchstbemessungsleistung (Deckelung der Produktionskapazität)**
- **Mehr Flexibilität beim Substrateinsatz**
- **Weniger bürokratische Hürden und schnellere Entscheidungen bei Genehmigungen**

Aus aktuellem Anlass: Biomethanpotential in Deutschland aus der Vergärung



(i) Abfälle, Reststoffe & Nebenprodukte: 56-115 TWh

- Kommunale Reststoffe: 6,3 TWh
- Industrielle Reststoffe: 27,1 TWh
- Tierische Exkreme: 21,4 TWh
- Stroh: 0 - 58,1 TWh
- Sonst. Erntereste: 1,7 TWh

(ii) Konventionelle & alternative Energiepflanzen: 55 TWh

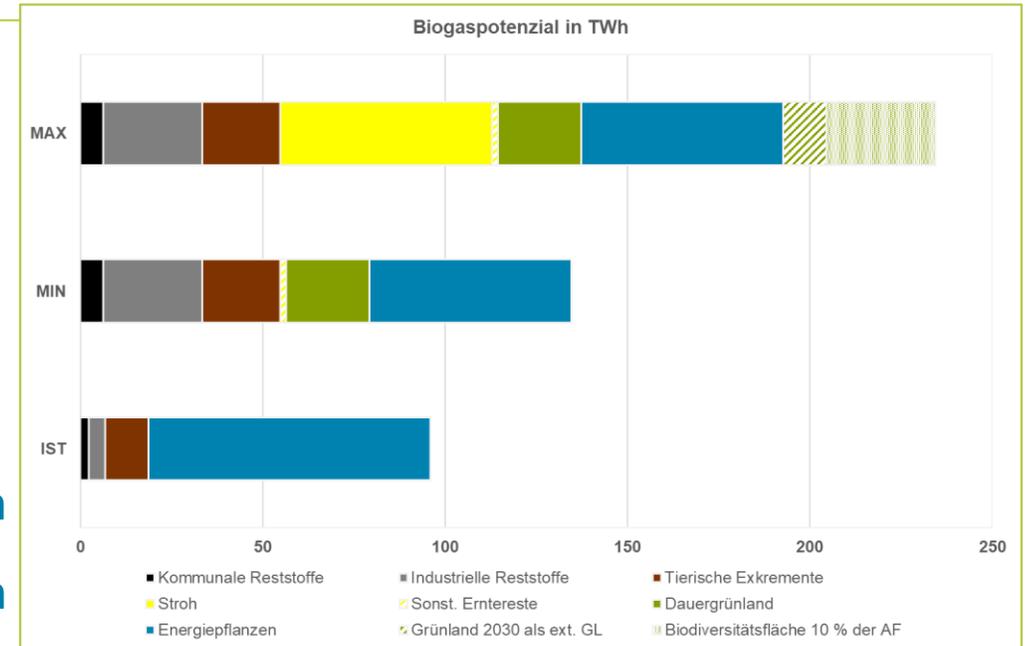
(iii) Aufwuchs von Dauergrünland: 23 TWh

(iv) Aufwuchs von extensiv genutztem Grünland (bis zu 1,2 Mio. ha in 2030): 0-22 TWh

(v) Aufwuchs von Biodiversitätsflächen (bis zu 1 Mio. ha Wild- und Blühpflanzen in 2030): 0 - 30 TWh

=> **Bis zu 234 TWh** (davon ca. 95 TWh erschlossen)

=> **Entspricht ca. 42% der heutigen Erdgasimporte aus Russland**

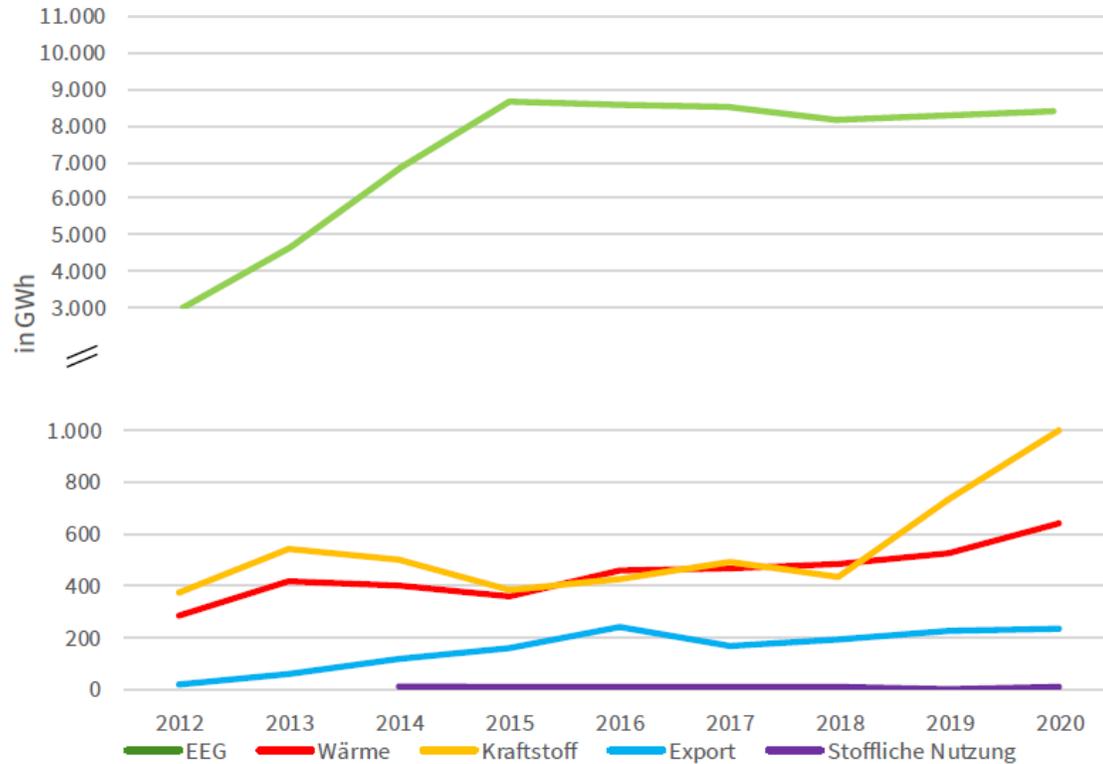


Quellen: FvB

Abfälle, Reststoffe, Nebenprodukte, Energiepflanzen und Aufwuchs von Dauergrünland nach DVGW (2019), Ermittlung des Gesamtpotenzials erneuerbarer Gase zur Einspeisung ins deutsche Gasnetz.

Blick auf den deutschen Markt

Wie wird Biomethan im deutschen Markt genutzt?



Jahr	Biomethan Einspeisung [GWh]	Nutzung als Treibstoff [GWh]
2020	9.847	1.000
2019	9.823	700
2018	10.108	389
2017	9.893	380
2016	9.318	379

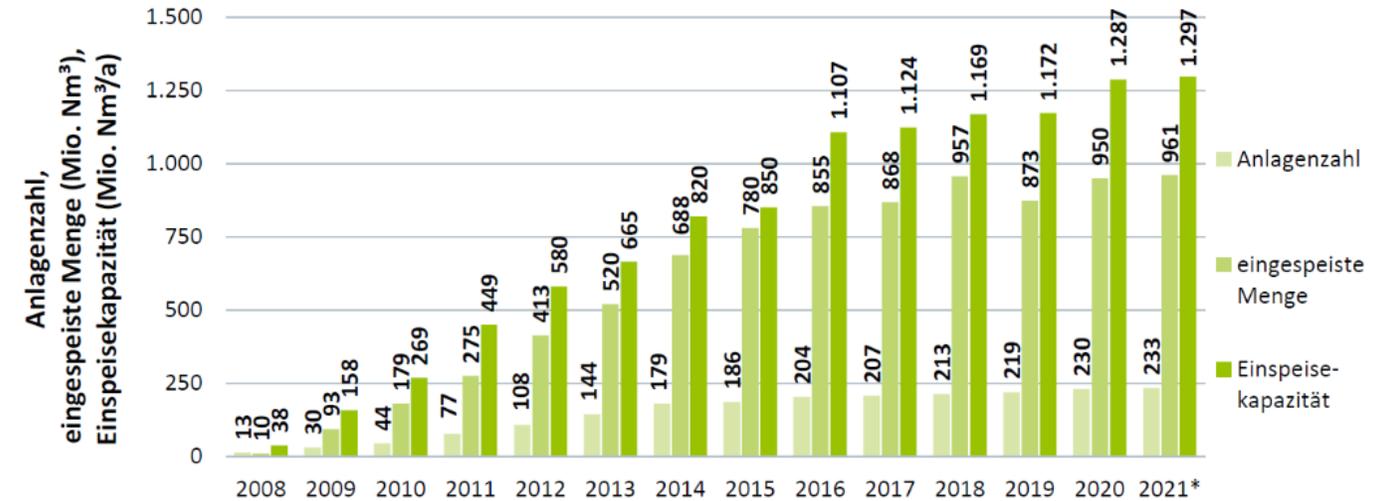
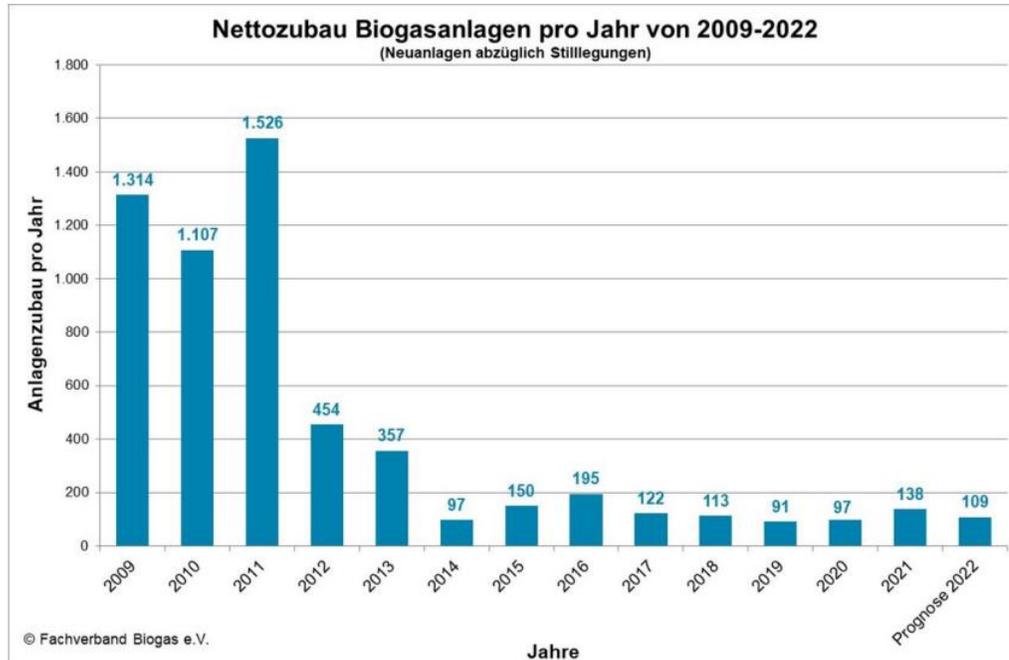
Source: dena Branchenbarometer Biomethan 2021

Blick auf den deutschen Markt

Wie wird Biomethan im deutschen Markt genutzt?



Entwicklung des jährlichen Zubaus von neuen Biogasanlagen in Deutschland (Stand: 10/2022)



Quellen: dena, BNetzA, BDEW (eigene Berechnung); Stand 05/2022

* vorläufig

Zahlen und Fakten: Biogas und Biomethan aus Abfällen

Der rechtliche Rahmen: EU und national

Biomethanaufbereitungstechnologien

Grüne Gase: H₂ und CO₂

Nutzungskonzepte

Beispiele



Der rechtliche Rahmen

Übersicht ausgewählter Ordinanzen



- **Der übergeordnete Rahmen: „Fit for 55“ Paket**
 - Vorstellung am 14.07.2021, derzeit in Revision
 - reformierte bzw. neue Richtlinien und Verordnungen der Europäischen Kommission in Bezug zur Klimapolitik der EU
 - Ziel: Verringerung des Ausstoßes von Treibhausgasen um 55 % bezogen auf den Stand von 1990, klimaneutral bis 2050

- **RED II Revision (RED III)**
- Energy Efficiency Directive (EED)

Saubere
Energie

- ETD (Energy Taxation Directive)
- LULUCF (Land Use, Land Use Change and Forestry)
- ETS (Emissions Trading System)
- Effort Sharing Regulation
- Carbon Border Adjustment Mechanism

CO₂
Bepreisung

- CO₂ Standards for Passenger Cars
- AFID, CVD
- FuelEU Maritime Initiative
- ReFuelEU Aviation Initiative

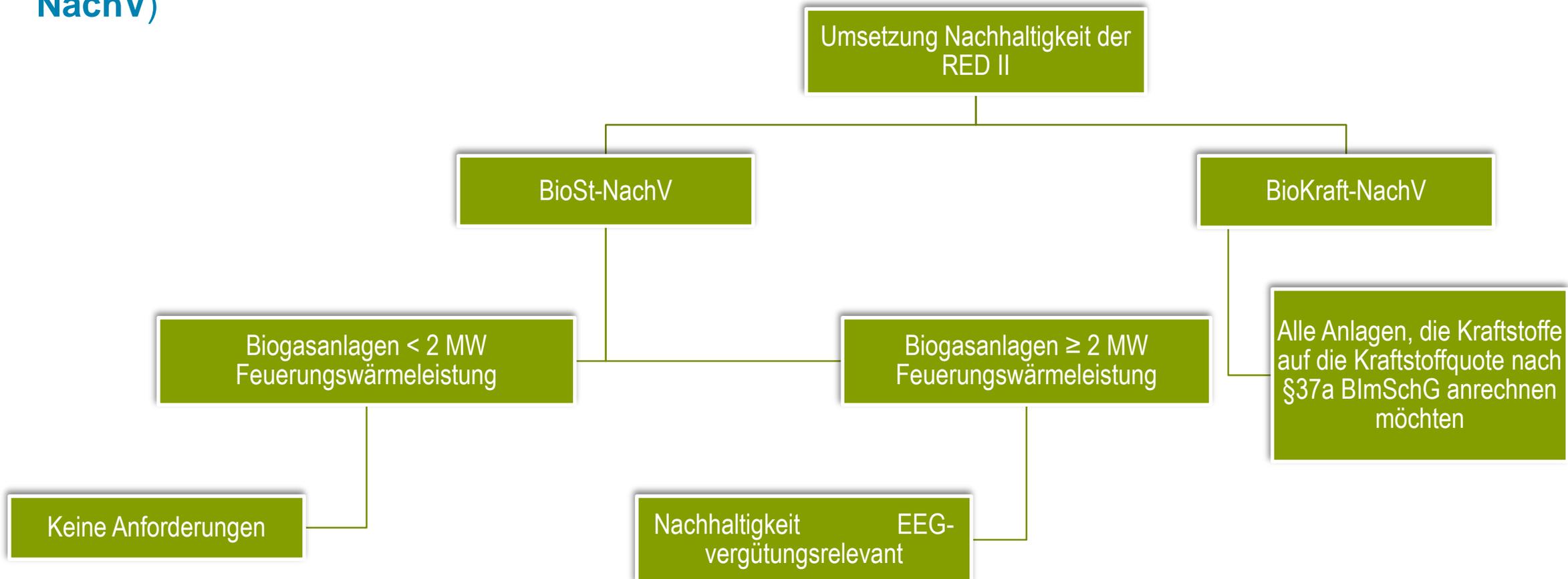
Verkehr

Der rechtliche Rahmen

Umsetzung im nationalen Recht



- Bundesregierung setzt die Vorgaben aus der RED II nahezu 1:1 um
- Umsetzung Nachhaltigkeitsvorgaben durch 2 Verordnungen (**BioSt-NachV** und **Biokraft-NachV**)



Der rechtliche Rahmen

THG-Minderungsquoten der RED II



Standardwerte RED II THG Emissionen (fossil comparator 94 g CO₂äq/MJ)

Substrat	g CO ₂ eq/MJ
Gülle / Mist	-100
Biogene Reststoffe	14
80 % Gülle + 20 % Mais	-12



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

Disaggregierte Werte entlang der Prozesskette

Disaggregated default values for biogas for the production of electricity

Biomass fuel production system	Technology	TYPICAL VALUE [g CO ₂ eq/MJ]					DEFAULT VALUE [g CO ₂ eq/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

Biomethane production system	Technological option	Greenhouse gas emissions – typical value (g CO ₂ eq/MJ)	Greenhouse gas emissions – default value (g CO ₂ eq/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
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

RED II Revision (RED III)

- **Höheres EE-Ziel:** ~~40~~**45** % bis 2030

ITRE

- **Allgemein höhere Ziele**

- **Gebäudebereich:** Ziel für die EU von mind. 49 % in 2030 Anteil an EE in Gebäuden
- **Wärme- und Kältebereich in der Industrie:** Jährliche Steigerung von EE-Einsatz um ~~1,1~~**1,9** %-Punkte in diesem Sektor
- **Wärme- und Kältebereich insgesamt:** Mitgliedstaaten sollen EE-Einsatz jährlich um ~~1,1~~**1,2,3** %-Punkte erhöhen; wenn Abwärme genutzt wird, erhöht sich das Ziel auf ~~1,5~~**2,8** %-Punkte
- **Fernwärmebereich:** Jährliche Steigerung der EE-Wärme / -Kälte und Abwärme / -kälte um ~~2,1~~**2,3** %-Punkte gegenüber Einsatz 2020
- **Verkehrssektor: Neu:** Bemessung anhand von THG-Reduktionen von ~~13~~**16** % bis 2030; entscheidet sich ein Staat Biokraftstoffe aus Nahrungs- und Futtermittel nicht bis zum Limit von 7 % auszuschöpfen, beträgt der Beitrag zur EE-Zielerreichung entsprechend weniger.
- **Erhöhte Unterquote für fortschrittliche Biokraftstoffe und Biogas:** 0,2 % in 2022, 1 % in 2025 und 2,2 % in 2030; der Anteil von erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biologischen Ursprungs soll im Jahr ~~2023~~**2030** ~~2,6~~ %, **im Jahr 2030 mind. 5,7 % betragen**

ITRE

ITRE

ITRE

ITRE

ITRE

Nachhaltigkeit in der RED III

- **Schwellenwert f. Gaserzeugungsanlagen:** Anlagen mit einem durchschnittlichen Methandurchfluss von über ~~200~~**500** m³ Methanäquivalent/h müssen Nachhaltigkeit nachweisen
- **Schwellenwert von 2 MW bleibt:** Mitgliedstaaten können aber auch einen niedrigeren Schwellenwert als die 2 MW oder die ~~200~~**500**m³ wählen ENVI
- **Union Database** dient als Nachweis der Nachhaltigkeitskriterien und THG-Einsparungen von flüssigen und gasförmigen Biokraft- und brennstoffen sowie recycled carbon fuels; Erfassung aller Nutzungspfade und –mengen

<i>Text proposed by the Commission</i> ENVI	<i>Amendment</i> ITRE
<p>(d) at least 70 % for electricity, heating and cooling production from biomass fuels used in installations until 31 December 2025, and at least 80 % from 1 January 2026.;</p>	<p>(d) at least 60 % for electricity, heating and cooling production from biomass fuels used in installations starting operation from 1 January 2021 until 31 December 2025, and at least 70 % for installations starting operation from 1 January 2026.;</p>

Quelle: EP ITRE 2022

- **Nachweis der THG-Einsparungen von Anlagen, die zwischen 2021 und 2025 den Betrieb aufnehmen 70 %, ab 2026 ~~80~~ 90 % auch von Biomassebestandsanlagen**

Was heißt das?

Nahrungs- und Futtermittelpflanze:

- Mais als Hauptkultur
- Getreide(-GPS) als Hauptkultur
- Ölpflanzen als Hauptkultur
- Zuckerrüben als Hauptkultur



Keine Nahrungs- und Futtermittelpflanze:

- (Mais)Stroh (= Reststoff)
- Getreide(-GPS) als Zwischenfrucht/Deckfrucht (z.B. Grünroggen)
- Allg. Zweitkultur, die keinen Flächenbedarf auslöst

Nicht Nahrungsmittelpflanze mit Cellulosegehalt:

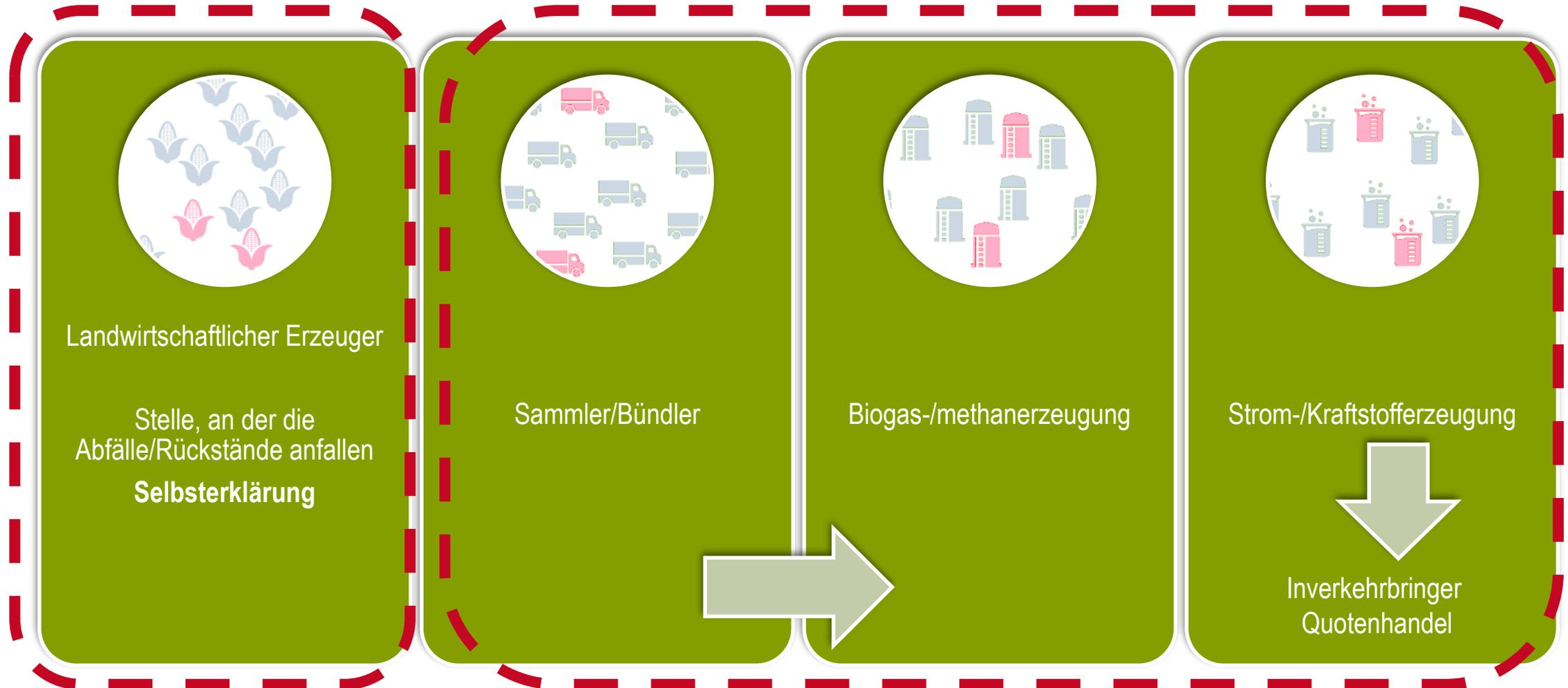
- Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen (Stroh, Spelzen, Hülsen)
- Grasartige Energiepflanzen (Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus)
- Klee gras (insbesondere im Ökolandbau)

42. „zellulosehaltiges Non-Food-Material“ Rohstoffe, die überwiegend aus Zellulose und Hemizellulose bestehen und einen niedrigeren Lignin-Gehalt als lignozellulosehaltiges Material haben; es umfasst Reststoffe von Nahrungs- und Futtermittelpflanzen wie Stroh, Spelzen, Hülsen und Schalen, grasartige Energiepflanzen mit niedrigem Stärkegehalt wie Weidelgras, Rutenhirse, Miscanthus, und Pfahlrohr, Zwischenfrüchte vor und nach Hauptkulturen, Untersaaten, industrielle Reststoffe, einschließlich Nahrungs- und Futtermittelpflanzen nach Extraktion von Pflanzenölen, Zucker, Stärken und Protein, sowie Material aus Bioabfall; als Untersaaten und Deckpflanzen werden vorübergehend angebaute Weiden mit Gras-Klee-Mischungen mit einem niedrigen Stärkegehalt bezeichnet, die zur Fütterung von Vieh sowie dazu dienen, die Bodenfruchtbarkeit im Interesse höherer Ernteerträge bei den Ackerhauptkulturen zu verbessern;

Quelle: EU 2018

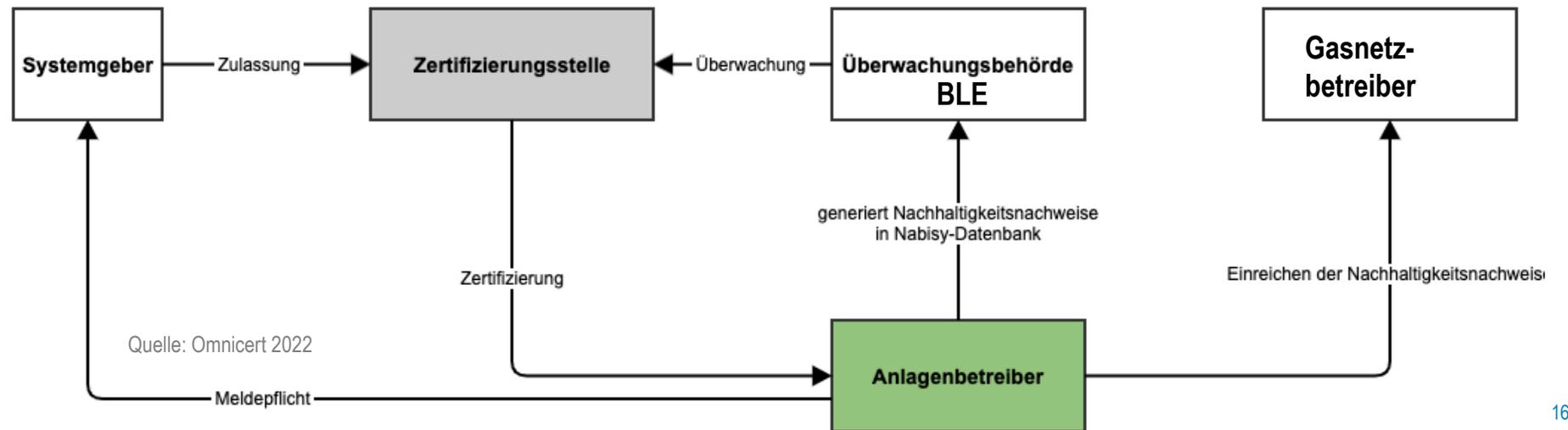
Der rechtliche Rahmen

Die Zertifizierung – Wer muss sich zertifizieren lassen?



Der rechtliche Rahmen

Die Zertifizierung - Ablauf



Quelle: Omnicert 2022

Zahlen und Fakten: Biogas und Biomethan aus Abfällen

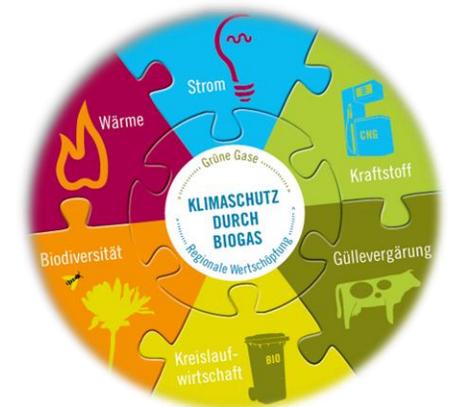
Der rechtliche Rahmen: EU und national

Biomethanaufbereitungstechnologien

Grüne Gase: H₂ und CO₂

Nutzungskonzepte

Beispiele



Biomethanherzeugung

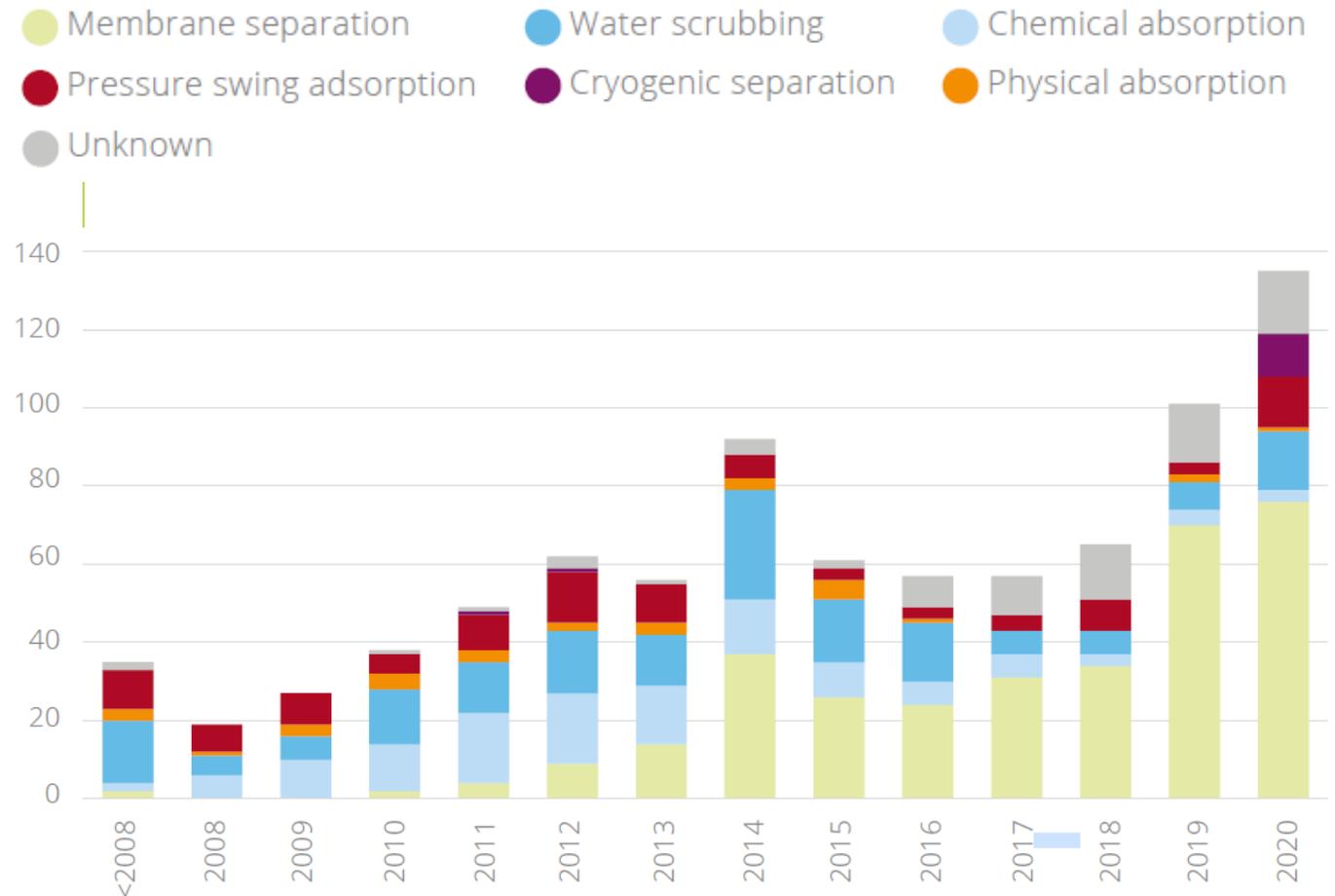
Aufbereitungsverfahren - Überblick

• Warum?

- Anpassung der Gasqualität an Erdgasnetz (L- oder H-Gas)
- Erhöhung des Methangehaltes (55 % → 98 % je nach Gasnetzabschnitt)

• Wie?

- Trocknung
- CO₂-Entfernung (ggf. Nutzung)
- Grob- und Feinent-schwefelung
- Odorierung



Zahlen und Fakten: Biogas und Biomethan aus Abfällen

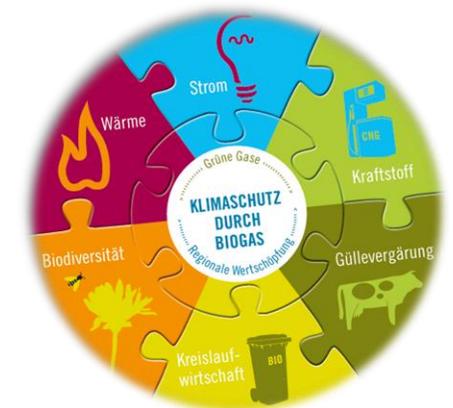
Der rechtliche Rahmen: EU und national

Biomethanaufbereitungstechnologien

Grüne Gase: H₂ und CO₂

Nutzungskonzepte

Beispiele



Grüne Gase

CO₂



Quelle: BGHW

- **Vorteile**

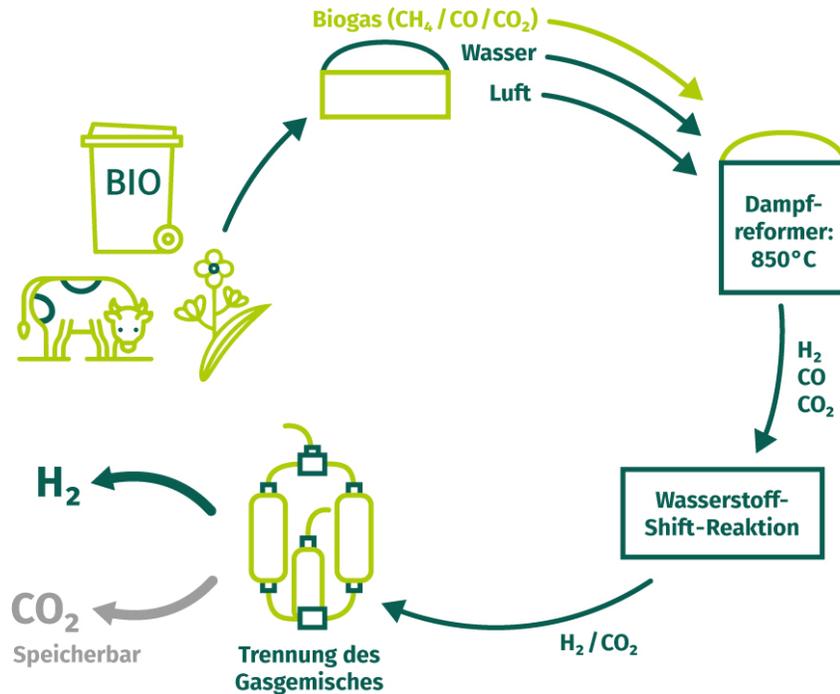
- Nutzung des bei der Methanisierung von Rohbiogas anfallenden Kohlendioxids
- Möglichkeit der Anrechnung von negativen THG-Emissionswerten

- **Nutzungspfade**

- Trockeneis
- CO₂-Strahlen (statt Sandstrahlen)
- CO₂-Düngung
- Nahrungsmittel und Getränke
- Flüssige nachhaltige Kraftstoffe
- Transportnetze in Planung

Grüne Gase

H₂



• Vorteile

- Nutzung der eigenen Abwärme
- Geeignet für kleinere Anlagen
- BGA 400 kW_{el}:

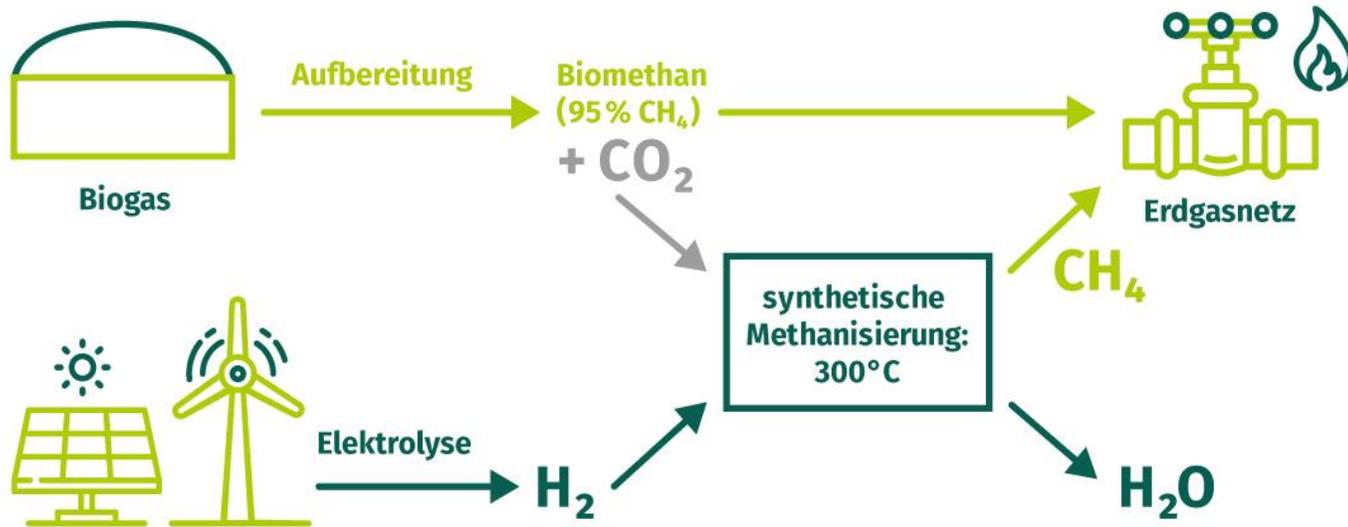
- 430 kg/d H₂ → ca. 17 Stadtbuse ganzjährig versorgt → 10 % der Bestandsanlagen könnten alle OPNV Busse mit Wasserstoff versorgen

• Biogasdampfreformierung

- „klassische Dampfreformierung“ mit Biogas statt Erdgas
- Trennung von Wasserstoff und Kohlenstoff
- Wassergas-Shift Reaktion reduziert Kohlenmonoxid mit Wasserdampf zu weiterem Wasserstoff
- Wärmebereitstellung durch teilweise Verbrennung von Rohbiogas

Grüne Gase

H₂



• Vorteile

- Kosteneinsparung durch geringeren apparatetechnischen Aufwand (Abscheidung, Speicherung von CO₂)
- Für kleinere Biogasanlagen geeignet

• Direktmethanisierung

- Rohbiogas wird im Fermenter mit Wasserstoff versetzt
- Alternativ: „dunkle Fermentation“: bestimmte Bakterienstämme erzeugen ein Methan-/Wasserstoffgemisch
- Im Zusammenwirken des CO₂ und Methan im Rohbiogas Erhöhung des Methangehaltes
- Etwa Verdoppelung des Volumens auf 450 TWh/a (derzeit 95 TWh Produktionsvolumen -> 234 -> 435)

Zahlen und Fakten: Biogas und Biomethan aus Abfällen

Der rechtliche Rahmen: EU und national

Biomethanaufbereitungstechnologien

Grüne Gase: H₂ und CO₂

Nutzungskonzepte

Beispiele



Nutzungskonzepte

Betreiberkonzepte



- **Abnahme von Rohbiogas oder Biomethan durch Händler bzw. Distributoren oder Direktnutzer**
 - Geringer Eigenaufwand
 - Marktpreisabhängigkeit

- **Einspeisung in das Gasnetz (Biomethan) – Strom, Wärme, Kraftstoff**
 - ggf. mit Abnahmevertrag eines Händlers oder Tankstellenbetreibers
→bilanziell entnimmt der Betreiber 100 % Biomethan

- **Eigene Hoftankstelle**
 - Für interne Nutzung oder öffentlich
 - Bio-LNG aufwendiger in der Herstellung
 - Als „Inverkehrbringer“ THG Quotenhandel möglich

- **Bündelung**
 - Zusammenschluss mehrerer Anlagenbetreiber:
 - Zentrale Aufbereitung zu Biomethan
 - Zentrale Aufbereitung zu Bio-C/LNG

Nutzungskonzepte

Bündelung von Biogasanlagen – die Grundidee



Biogas
Methangehalt:
~ 54 %



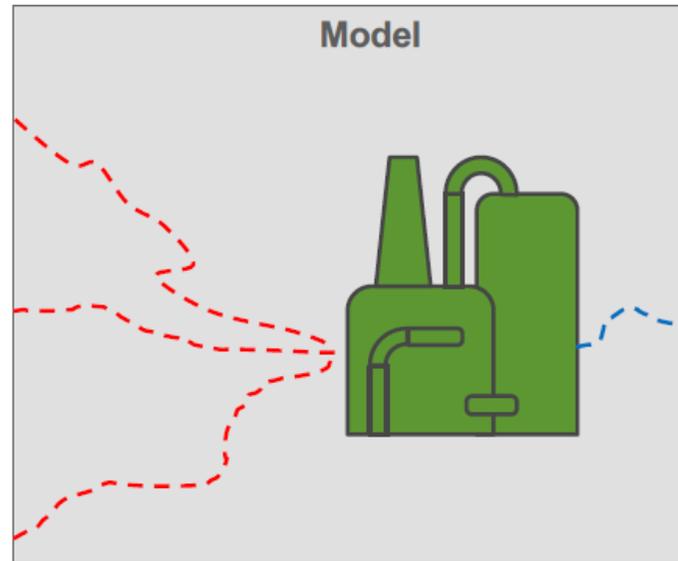
Biomethan
Methangehalt:
~ 95 %



Substrat

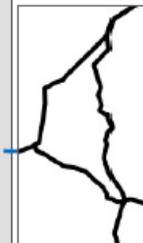


Fermenter



Biogas-
netz

Gemeinsame
Aufbereitung



Erdgasnetz



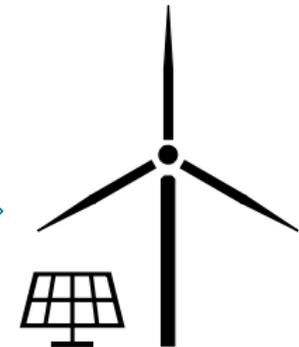
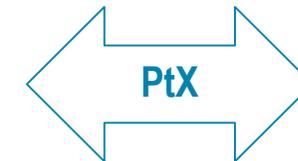
Strom &
Wärme (KWK)



Wärme



Kraftstoff



Nutzung

Nutzungskonzepte

Güllekleinanlagen

- **Güllekleinanlage eines FvB Mitglieds**
 - Neuinstallation 190 kW_{el}
 - ca. 1.500 Mastbullen und Kälber sowie NaWaRo
 - Trotz hohem Wärmebedarfs genug Energie für Stallungen, Betriebs- und Wohngebäude

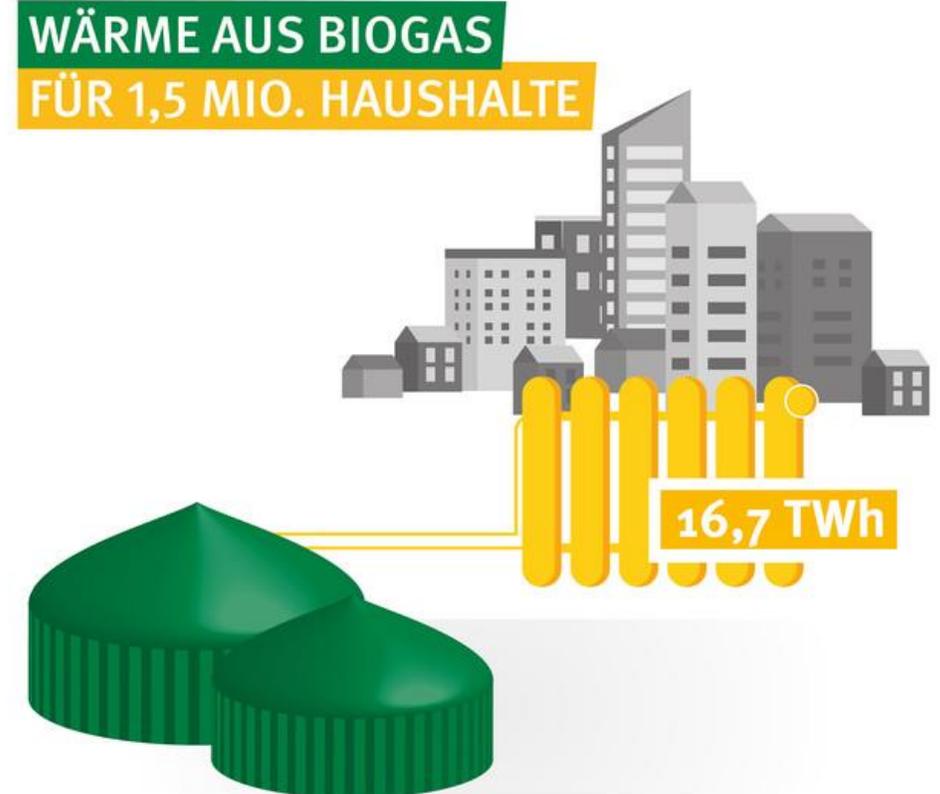
- **Neu/Diskussion EEG 2023:**
 - **Strom aus kleinen Gülleanlagen Anteil von Gülle am Inputmix mind. 80%**
 - **besondere Einspeisevergütung: Leistung < 75 kW = 22 Cent/kWh + Elektrische Leistung**
 - **75 - 150 kW = 19 Cent/kWh**



Nutzungskonzepte

Wärmenutzung

- Rohbiogas (getrocknet, entschwefelt)
 - Brennersysteme
 - Nahwärmenetze
- Biomethan aus dem Netz (Abnahmevertrag, Zertifizierung)
 - Fernwärme
- Direktabnahme
 - Stadtwerke
- KWK: Abwärme aus BHKW
 - Nahwärme
 - Eigennutzung (Fermenter, Ställe, Trocknung)

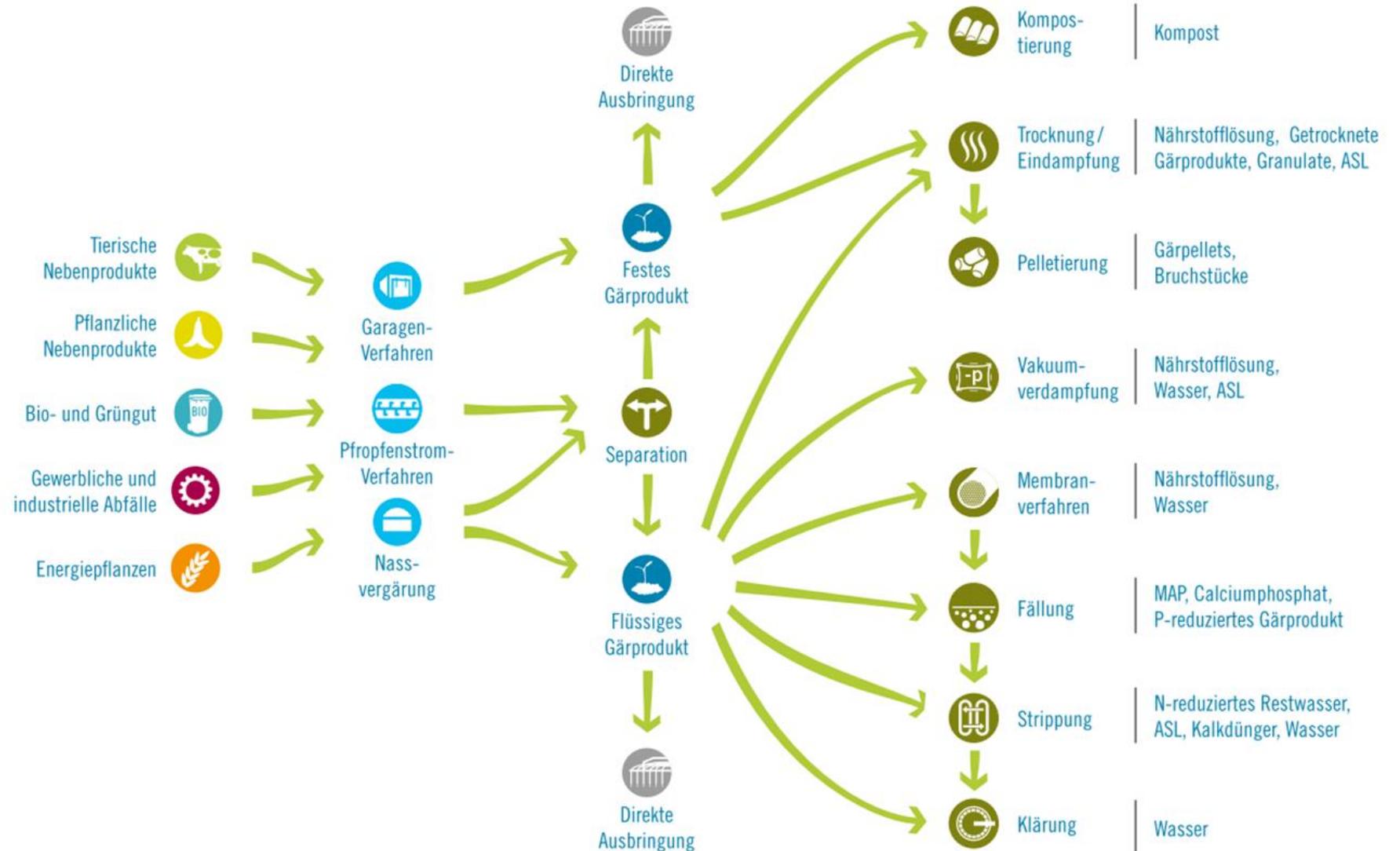
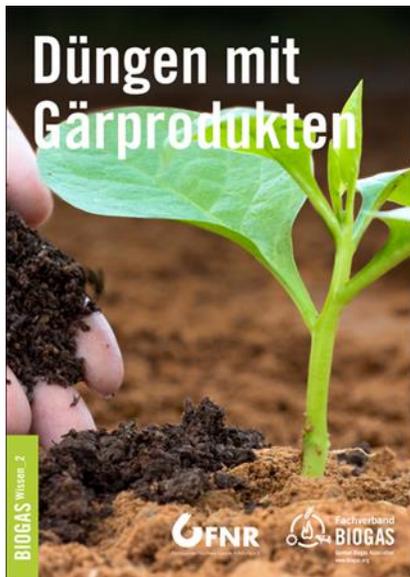


Stand 2019: Wärme aus Biogas-BHKW und von Biomethan-Gasfeuerungen am Gasnetz

© FNR 2020

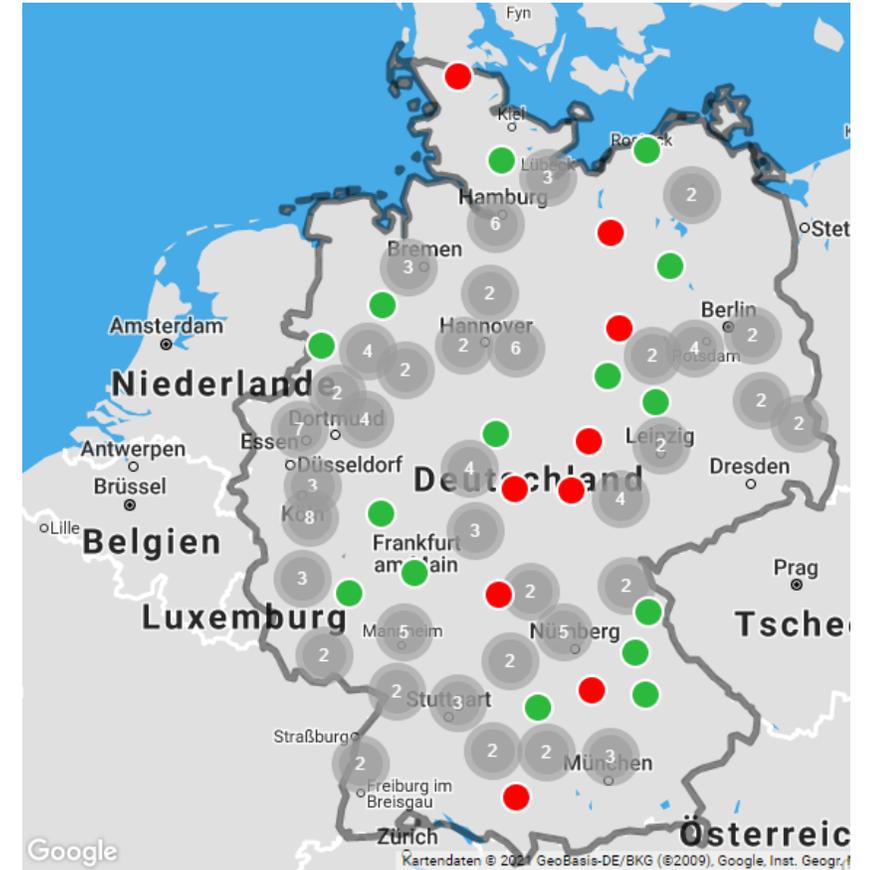
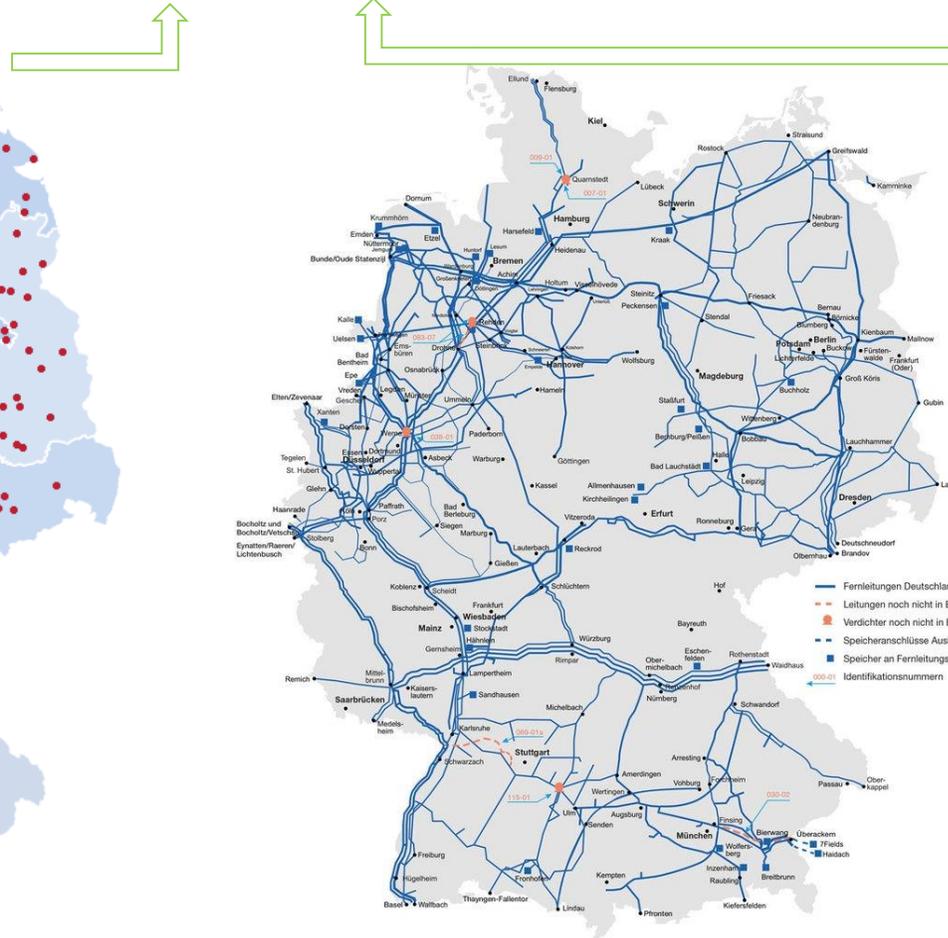
Nutzungskonzepte

Gärreste



Status Quo „alternative Kraftstoffe“

Das Gasnetz im Vergleich mit CNG und LNG Tankstellen



Das deutsche Gas-Fernleitungsnetz im Überblick; Stand Febru 2017

© Fernleitungsnetzbetreiber

Status

● In Planung ● In Betrieb

<https://www.gas24.de/cms/291-0-erdgastankstellen-uebersicht-deutschland.html>

Zahlen und Fakten: Biogas und Biomethan aus Abfällen

Der rechtliche Rahmen: EU und national

Biomethanaufbereitungstechnologien

Grüne Gase: H₂ und CO₂

Nutzungskonzepte

Beispiele



Blick auf den deutschen Markt

Beispiel Bio-CNG (1)



- **Biogasanlage in Norddeutschland**
 - versorgt 14, teils eigene Tankstellen
 - Abnehmer: Fuhrparks (Altenpflege, regionale Logistik)

- **Handel mit THG Quoten**
 - Abnehmer sind Mineralölkonzerne, Tankstellen
 - Inzwischen 2-3 fach höherer Umsatz als das Tankstellengeschäft allein

Erdgas-Tankstellenbetreiber (Erlös aus CNG)

Kaufvertrag
Preis und Menge

Zusatzerlös
(Quotenverkauf)

Quotenverpflichtetes Unternehmen
(z.B. Mineralölunternehmen)



Blick auf den deutschen Markt

Beispiel Bio-CNG (2)



- **Berliner stadtreinigung BSR AÖR**
 - “braune Tonne”
 - 160 Abfallsammelfahrzeuge werden mit eigenproduziertem CNG betrieben
- Das ist die Hälfte der Flotte

Blick auf den deutschen Markt

Beispiel Bio-LNG



- **Pilotprojekt**
 - Shell
 - EDEKA Hannover-Minden
 - IVECO

- **Ziele**
 - Umstellung der Fahrzeugflotte
 - Ab 2023 flächendeckend Bio-LNG



Gas24.de (Shell, EDEKA Minden)

- **Eckdaten Sattelzugmaschine**
 - Zwei 540 l Tanks → bis 1.600 km

Fazit

- Umsetzung der RED II bietet Chancen für Biogas/Biomethan, insbesondere für Gülle/Mist und biogene Reststoffe
- Weitere Absatzmöglichkeiten von bioCO₂, bioH₂, etc.
- Weitere Entwicklung hängt von der Ausgestaltung des politischen Rahmens ab
 - Ergänzung der Maut um CO₂ Komponente in Planung
 - Förderung von Fahrzeugen
 - Energiesteuerliche Regelungen
 - Bürokratieabbau bei Genehmigungsverfahren, u.a. Netzzugang
 - Realistische Fristen, u.a. bei Zertifizierungen
- Biomethan steht nicht in Konkurrenz zu anderen Optionen – muss als komplementäre Technologie verstanden werden

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit!

dirk.bonse@biogas.org

Blick auf den deutschen Markt

Kostenabschätzung

Spezifische Investitionskosten BGA 75 kW _{el}	ca. 9.000 €/kW _{el}
<i>nur BHKW (inkl. Steuerung, Gasfackel)</i>	<i>ca. 1.700 €/kW_{el}</i>
Spezifische Investitionskosten BGA 150 kW _{el}	ca. 6.500 €/kW _{el}
<i>nur BHKW (inkl. Steuerung, Gasfackel)</i>	<i>ca. 1.800 €/kW_{el}</i>
Spezifische Investitionskosten BGA 250 kW _{el}	ca. 6.000 €/kW _{el}
<i>nur BHKW (inkl. Steuerung, Gasfackel)</i>	<i>ca. 1.300 €/kW_{el}</i>
BGA 500 kW _{el}	ca. 4.600 €/kW _{el}
<i>nur BHKW (inkl. Steuerung, Gasfackel)</i>	<i>ca. 1.000 €/kW_{el}</i>
Spezifische Investitionskosten BGA 750 kW _{el}	ca. 4000 €/kW _{el}
<i>nur BHKW (inkl. Steuerung, Gasfackel)</i>	<i>ca. 900 €/kW_{el}</i>
BGA 1.000 kW _{el}	ca. 3.500 €/kW _{el}
<i>nur BHKW (inkl. Steuerung, Gasfackel)</i>	<i>ca. 800 €/kW_{el}</i>
Spezifische Investitionskosten BGA mit Aufbereitung 400 Nm ³ /h	ca. 9.600 €/Nm ³ *h
<i>nur Biogasaufbereitung 400 Nm³/h</i>	<i>ca. 3.600 €/Nm³*h</i>



Beispieldaten von 2013/14

Spezifische Investitionskosten BGA mit Aufbereitung 700 Nm ³ /h	ca. 9.100 €/Nm ³ *h
<i>nur Biogasaufbereitung 700 Nm³/h</i>	<i>ca. 2.400 €/Nm³*h</i>
Spezifische Investitionskosten ORC-Anlage 13 - 375 kW _{el}	ca. 5.000 - 7.700 €/kW _{el}
Stromgestehungskosten BGA 75 kW _{el}	ca. 30 ct/kWh
Stromgestehungskosten BGA 500 kW _{el}	ca. 17 ct/kWh
Stromgestehungskosten BGA 1.000 kW _{el}	ca. 15 ct/kWh
Biomethanproduktionskosten 400 Nm ³ /h	7 - 9 ct/kWh
Biomethanproduktionskosten 700 Nm ³ /h	6 - 8 ct/kWh