

Impulsvortrag zur Sektorenkopplung

LANDESAMT FÜR UMWELT,
LANDWIRTSCHAFT
UND GEOLOGIE



Leipziger Biogas-Fachgespräch – 03. November 2021



Dr. Kerstin Jäkel, Sächsisches Landesamt für Umwelt, Landwirtschaft und Geologie

Gliederung

1. Einführung Energieversorgung

2. neue Möglichkeiten

3. Verknüpfungsbeispiele

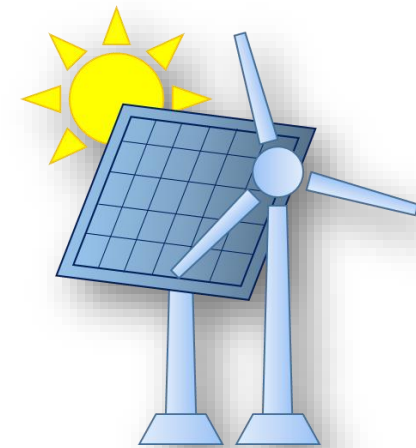
4. Fazit



365 kWel BGA der Ag Forchheim eG

Ziele der Energieversorgung im ländlichen Raum

- **Konzepte für optimale energetische Versorgungsstrategien und Wertschöpfungsketten**
- **Systemkopplung und Dekarbonisierung**
- **Speichersysteme und deren optimierte Nachladung sowie Ladeinfrastruktur**
- **Mobilitätskonzepte**
- **optimierte Produktionsprozesse für Energie-erzeugung und -nutzung im ländl. Raum**



Notwendigkeiten zur Umsetzung

- ein **breiter Technologiemix** (deutlich geringere Mehrkosten gegenüber einer kompletten Elektrifizierung)
- Ausbau **technologieoffen** und gleichberechtigt, alle Optionen prüfen, **Vielfalt und Redundanz**
- Anpassung des Ausbaus EE an den **Stromnetzausbau** vereinheitlichen
- **Digitalisierung** bietet für Energiewende neue Chancen und Geschäftsfelder
- **Kaskaden- und Koppelnutzung**
- gleichzeitig **ökologische Modernisierung** (praxisgerecht)



Foto: Fraunhofer, IKTS



Ländlicher Raum muss moderner und zukunftsfähiger werden

Anforderungen an die künftige Energieversorgung

- hohe **Versorgungssicherheit** (kontinuierlich, speicherbar, regional verfügbar), **geringe Abhängigkeiten**
- **wirtschaftliche Bereitstellung**, Stärkung heimische Wirtschaft
- hohe **Energieeffizienz** und **Flexibilität** bei der gesamten Erzeugungskette
- erprobte, bedarfsgerechte Verfahren (Herstellung/Umwandlung)
- Einhaltung von **umweltrechtlichen Vorschriften** und **Nachhaltigkeitskriterien**



Gliederung

1. Einführung Energieversorgung

2. neue Möglichkeiten



3. Verknüpfungsbeispiele

4. Fazit





365 kWel BGA der Ag Forchheim eG

neue Konzepte für Biogasanlagen

	Stand der Technik	Möglichkeit	Vorteile
	<p>gängige Erzeugung von Strom und Wärme,</p> <p>Direkteinspeisung bei größeren Anlagen</p>	<p>direkte Verwendung des CH₄,</p> <p>zugänglich auch für kleinere Anlagen</p> <p>bessere Sektorenkopplung</p>	<p>unabhängig von EEG-Stromeinspeisung,</p> <p>Nutzung der gesamten Energie,</p> <p>Kraftstoff für alle Motoren – Landtechnik,</p> <p>Nutzung in Brennstoffzellen</p>
	<p>Zeit drängt – Auslaufen des EEG</p>	<p>Rahmenbedingungen für Eigen-nutzung und Vermarktung schaffen</p>	

Brennstoffzellen


chemische Energie wird direkt in elektrische Energie umgewandelt, hohe elektrische Wirkungsgrade, wartungsarm, hohe Flexibilität und Effizienz, hohe Bandbreite der Leistungsbereiche, schnelle Aufladung, kaum Emissionen, modulare Bauweise

	Stand der Technik	Möglichkeit	Vorteile
 	noch zu teuer, Niederdruck PEMFC – Brennstoff nur H ₂ , nur wenige Anwendungsbeispiele in der Praxis	(SOFC) Hochtemperatur- Brennstoffzelle, verschiedene Brennstoffe können verwendet werden – z.B. CH ₄ , NH ₃	bessere Nutzung kostengünstiger Energiequellen, mehr Anwendungsbe- reiche möglich – auch netzfern


Power to Gas, to Liquids, to Heat, to Power

	Stand der Technik	Vorteile
 	bisher kaum Praxisbeispiele, v.a. Demoprojekte 	Ausgleich großer Netzschwankungen, Energiespeicherung durch Erzeugung von Kraft- und Brennstoffen wenn kein Strom benötigt wird, Erzeugung von H ₂ , CH ₄ und CH ₃ OH, Nutzung von CO ₂ aus Abgasen

neue und verbesserte Energiespeicher

	Stand der Technik	Neuheit	Vorteile
	Lithium-Batterien, teuer, z.T. umwelt- schädlicher Abbau	Natrium-Nickel- Clorid-Batterie ?	Natrium überall verfügbar, deutliche Kostensenkung, breite Markteinführung möglich

Schnellladetechnologie

	bei Elektroautos z.Z. mind. 1,5 h	Ladezeit deutlich geringer, automatisierte Nachladung	bessere Effizienz, Wirtschaftlichkeit und Flexibilität, Lastspitzenkappung
---	--------------------------------------	--	---

neue Wärmenutzungskonzepte (bzw. Kälte)

	Stand der Technik	Möglichkeit	Vorteile
	Heizkessel, Vergaser (in Sachsen gering genutzt) fossile Rohstoffe Nutzung Biogasabwärme Luft-Wärmepumpen	effektivere Wärmenetze Nutzung kalter, intelligenter Wärmenetze, z.B. über Aquifere kalte Fusion	enorme Potenziale

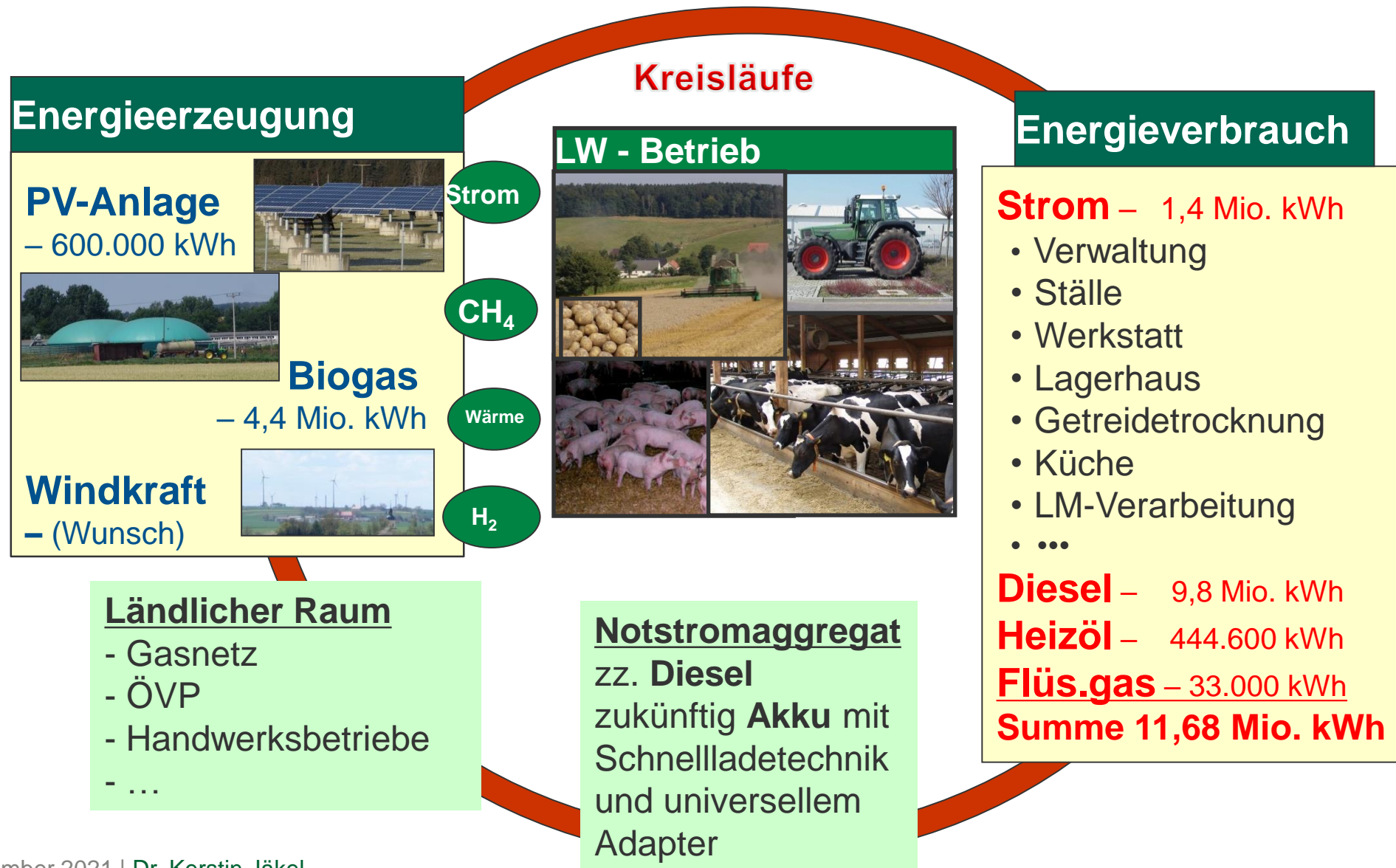
Gliederung

1. Einführung Energieversorgung
2. neue Möglichkeiten
3. Verknüpfungsbeispiele
4. Fazit

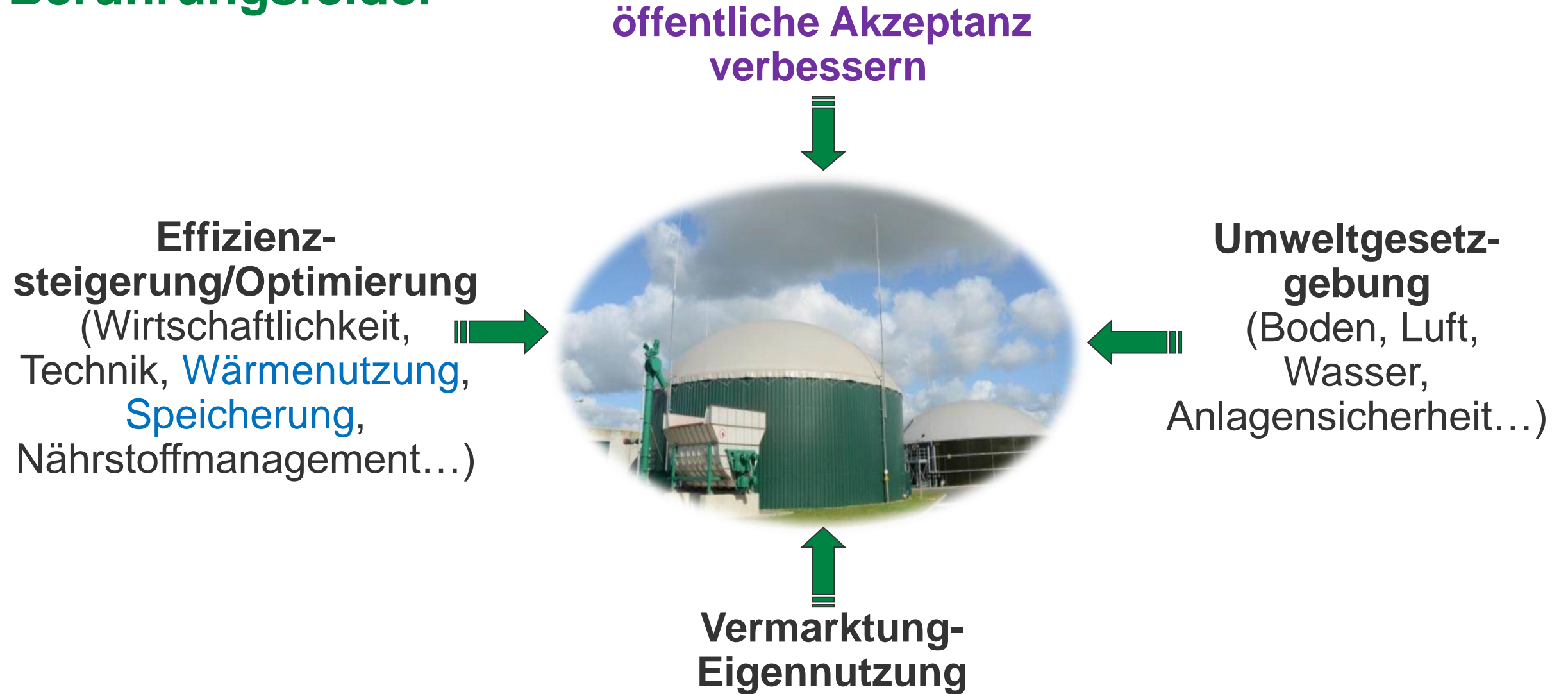


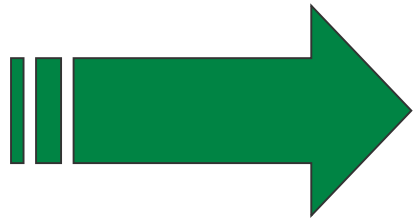
365 kWel BGA der Ag Forchheim eG

Betriebsbeispiel



Biogasproduktion – allgemeine Ziele und Berührungsfelder





Intelligente Vernetzung aller
Bereiche der Energieerzeugung
und Nutzung einschließlich
Speicherung (Einzellösungen
immer teuer)

Typische Biogaserzeugung und -nutzung

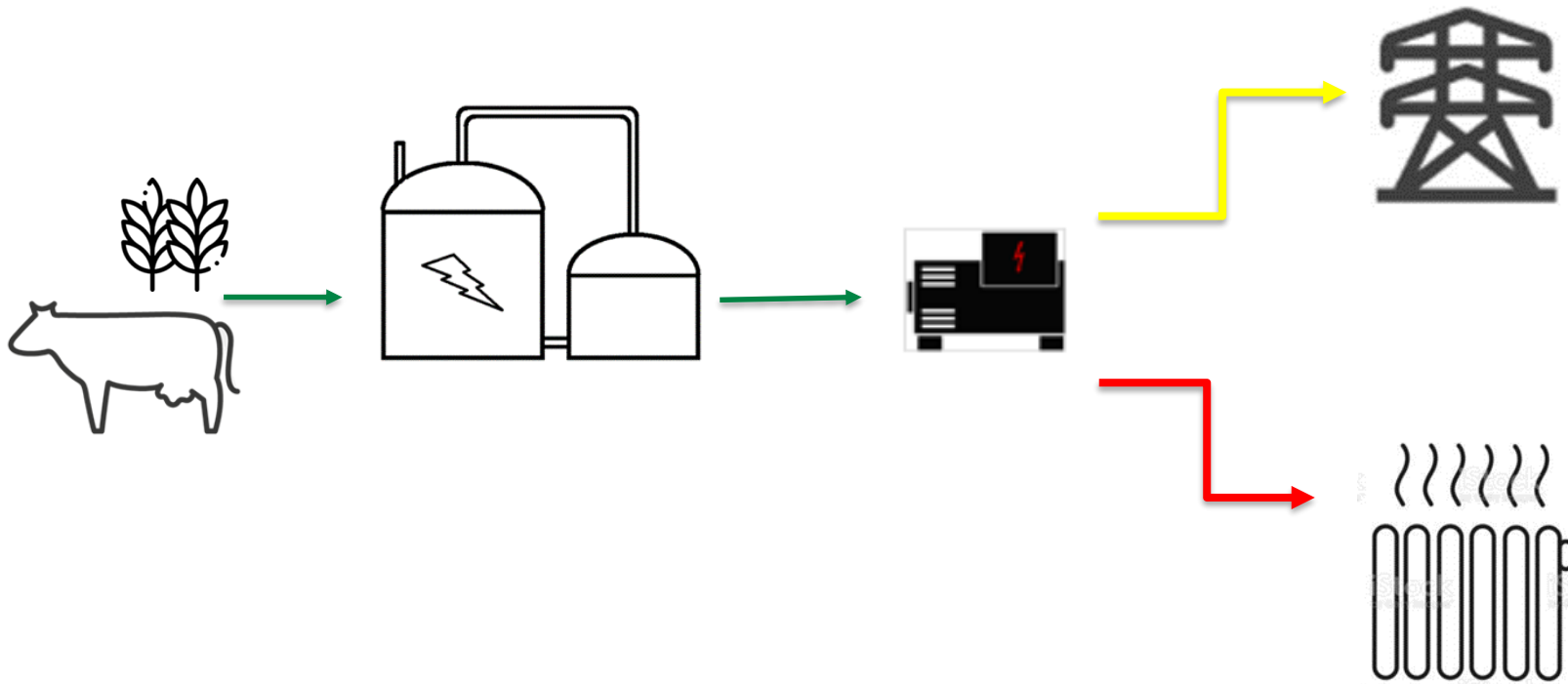


Foto: Reinsdorfer Ag eG

CH₄-Erzeugung und -nutzung

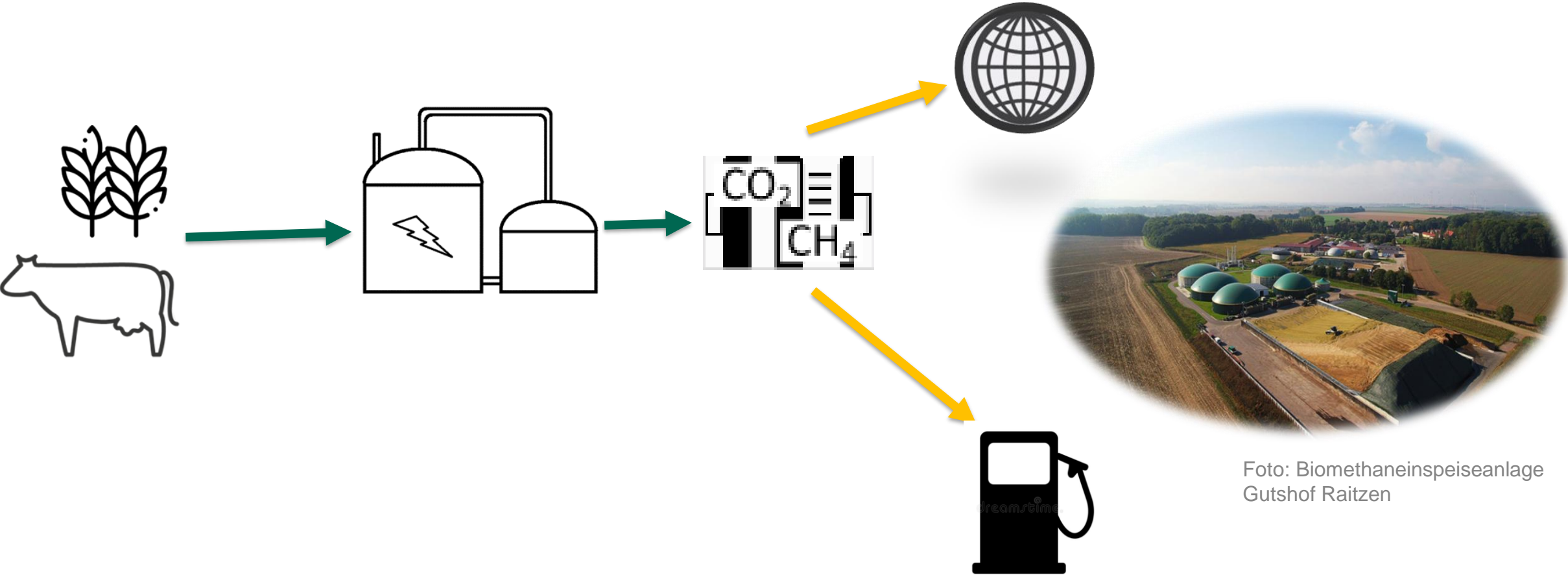
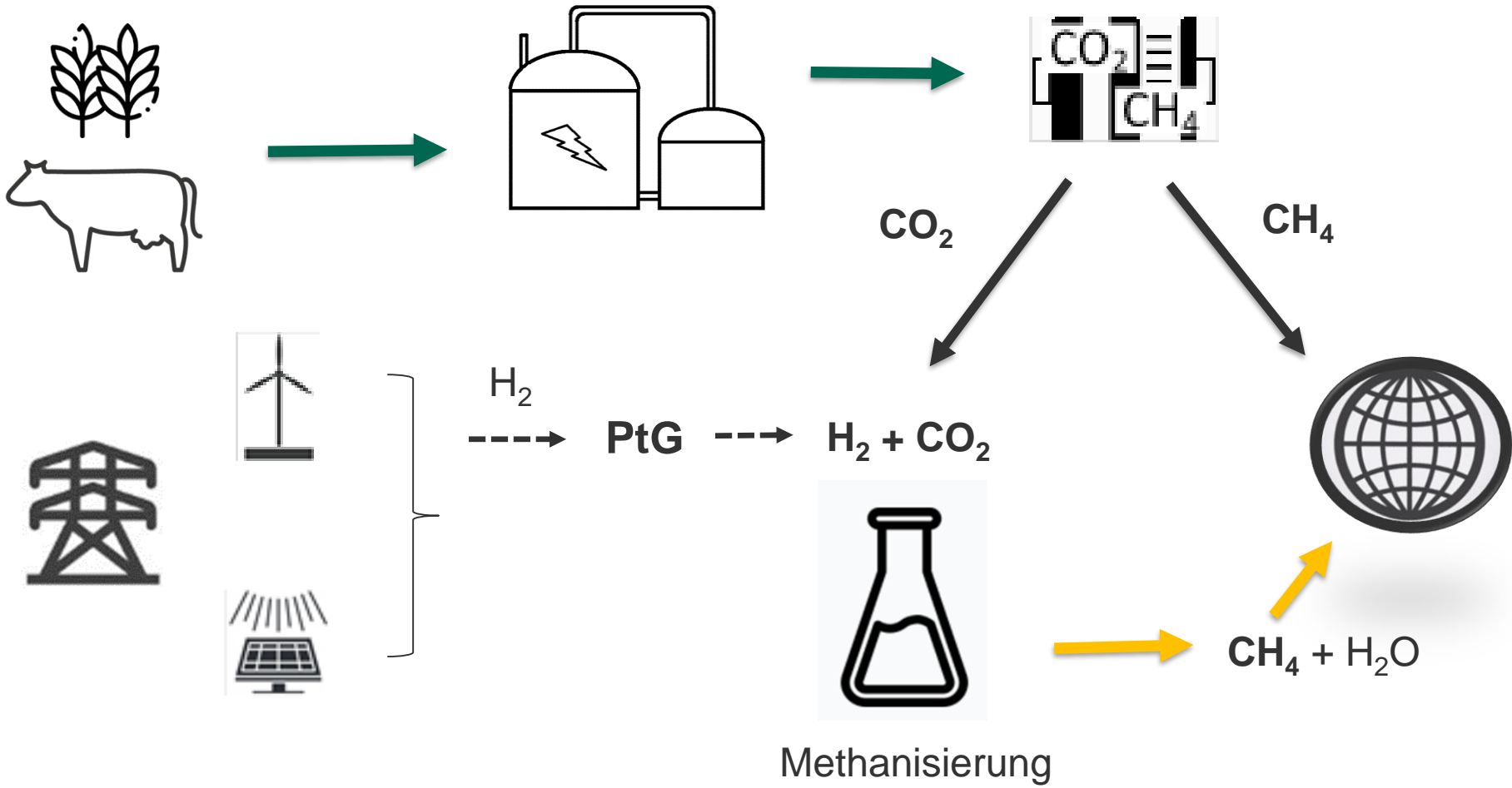
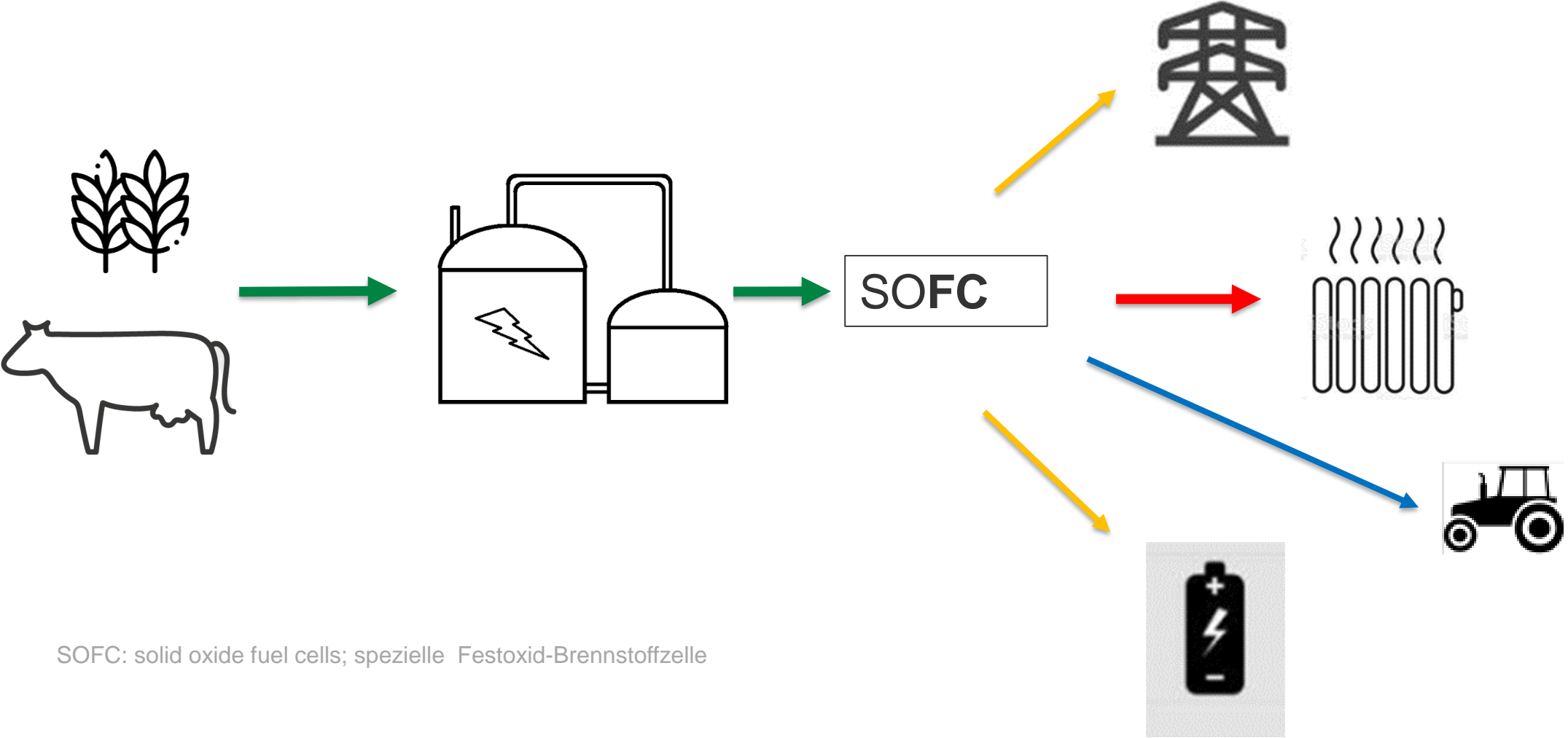


Foto: Biomethaneinspeiseanlage
Gutshof Raitzen

Kombination Elektrolyse und Methanisierung (Sabatier-Prozess)



Verwertung Biogas in Brennstoffzelle



SOFC: solid oxide fuel cells; spezielle Festoxid-Brennstoffzelle

Hindernisse/Probleme bei der Umsetzung der Sektorenkopplung

I Politische Rahmenbedingungen

(EEG, Marktintegration, Baurecht, Anlagensicherheit, Arbeitsschutz, RED II mit THG-minimierung...)

I bisher zentrale Ausrichtung mit **Netzmonopol**

I Wegfall bisheriger Stromerzeugungsketten (Atomstrom, Kohle, Biogas, ...)

I **starke Schwankungen** des Angebots und des Bedarfs verschiedener Strom- und Wärmeflüsse

➡ Flexibilitätslösungen, Netzausbau, Speicher

➡ Gewährleistung der **Versorgungssicherheit** ?

Gliederung

- 1. Einführung Energieversorgung**
- 2. neue Möglichkeiten**
- 3. Verknüpfungsbeispiele**
- 4. Fazit**



365 kWel BGA der Ag Forchheim eG

- I **Verknüpfung** der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr künftig unerlässlich
- I breiter **Technologiemix**
- I regionale (dezentrale) **Kreisläufe und Netzwerke** (auch Verbände, ...)
- I **intelligente Vernetzung**, Speichersysteme mit Schnellladetechnologie, erneuerbare Mobilität
- I Reform der Umlage- und Abgabesysteme im Energie- und CO₂-Bereich (**Rahmenbedingungen**)
- I Digitalisierung – Motor und 2. Säule der Energiewende

 **Wissenstransfer / Öffentlichkeitsarbeit**

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dr. Kerstin Jäkel

SÄCHSISCHES LANDESAMT FÜR UMWELT, LANDWIRTSCHAFT UND GEOLOGIE
72 | Pflanzenbau
Waldheimer Straße 219 | 01683 Nossen

Postanschrift: Pillnitz Platz 3 | 01326 Dresden
Tel.: +49 35242 631-7204 | Fax: -7299

Kerstin.Jaekel@smekul.sachsen.de
www.smekul.sachsen.de/lfulg



Deutsches Biomasseforschungszentrum

gemeinnützige GmbH



Kraft-Wärme-Kopplung – Wie bekomme ich eine flexible Stromproduktion und hohe Wärmeauskopplung unter einen Hut?

M.Sc. Martin Dotzauer



Leipziger Biogas-Fachgespräche

Biogas – innovative Vermarktungsoptionen durch die Sektorenkopplung

03.11.2021

Agenda

- Kurzportrait TRANSBIO-Projekt
- gesetzliche Rahmenbedingungen EEG 2021
- Kennzahlen Praxisbiogasanlage Thüringen
- Flexible Stromproduktion: rein preisorientierte Fahrweise
- Kennzahlen der Wärmeversorgung am Anlagenstandort
- Flexible Stromproduktion: integrierte Fahrweise

TANSBIO – Kurzportrait I



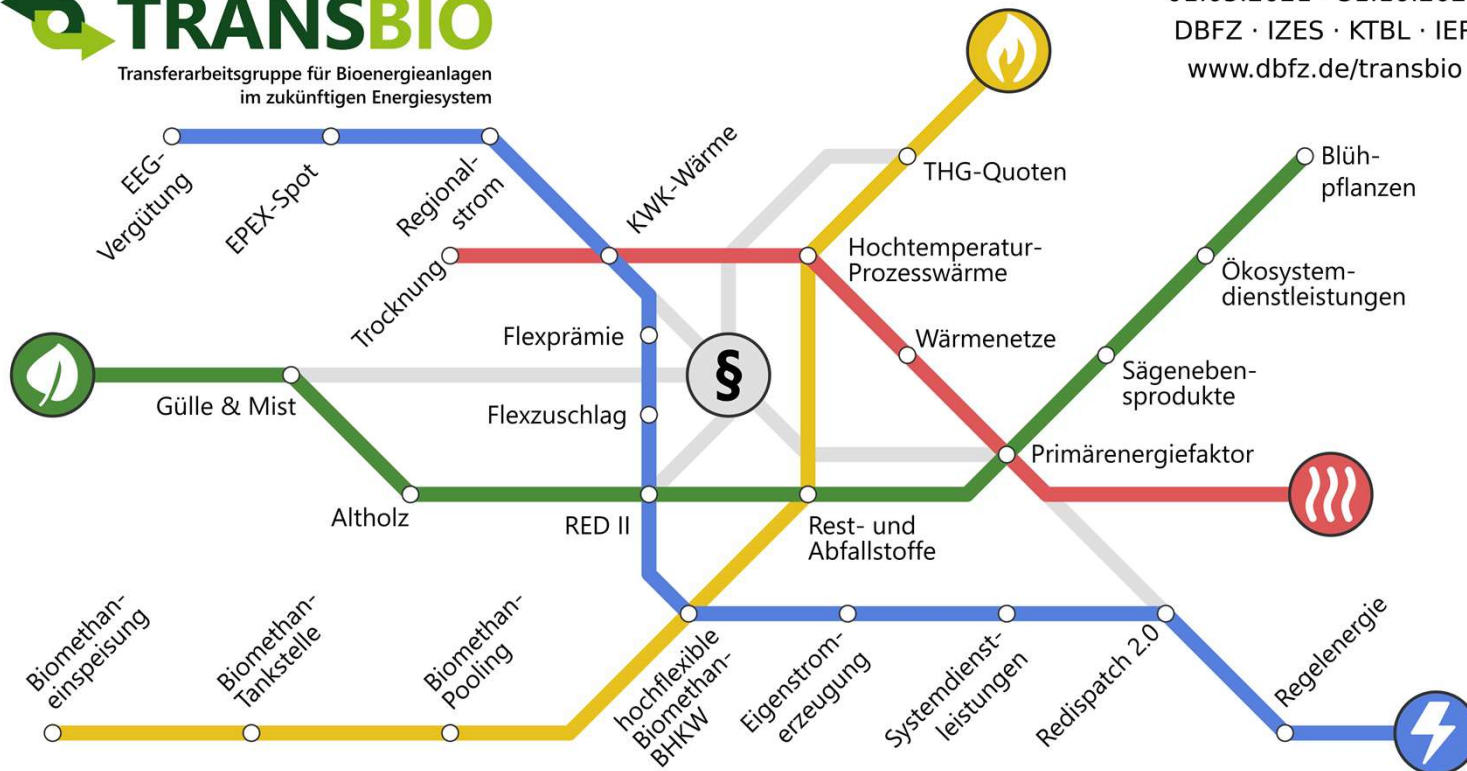
- **TRANSBIO - Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem**
- **Bündelung und zielgruppengerechter Transfer von Ergebnissen aus diversen Post-EEG-Projekten**
- **Projektkonsortium: DBFZ, IZES, KTBL, IER**
- **Projektträger: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR)**
- **Projektwebseite: www.dbfz.de/transbio**

TANSBIO – Kurzportrait II



TRANSBIO
Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen
im zukünftigen Energiesystem

01.05.2021 - 31.10.2023
DBFZ · IZES · KTBL · IER
www.dbfz.de/transbio



EEG 2021 – Rahmenbedingungen



- **Ausschreibungsdesign obligatorisch für Neuanlagen und Anschlussbetrieb für Bestandsanlagen**
- **Höchstbemessungsleistung von 45 % der installierten Leistung
→ Überbauung mindestens von PQ = 2,25**
- **Flexibilitätsprämie für Bestandsanlagen und Flexibilitätszuschlag für Neuanlagen als Teilrefinanzierung für BHKW-Investitionen**
- **Qualitätskriterium für echte Flexibilität:
mindestens 4.000 Viertelstunden bei 85% je BHKW**

Praxisbiogasanlage Kennzahlen



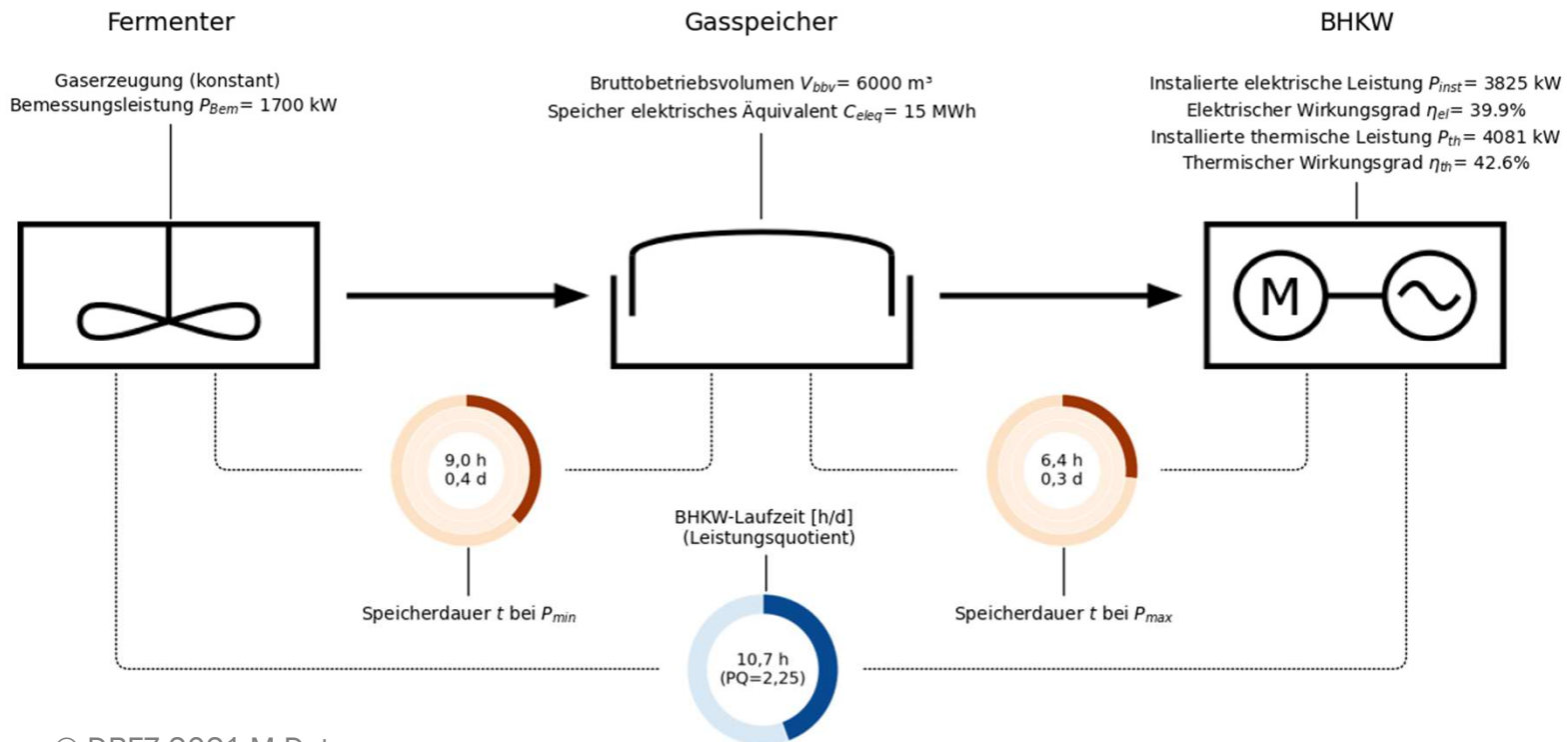
Biogasanlage in der Nähe von Jena bestehend aus 2 Anlagenteilen

Parameter	Einheit	Bestands-BHKW	Flex-BHKW
Installierte Leistung (P_{el})	kW	2000	1.825
Bemessungsleistung (B_{em})	kW	1.700	-
Elektrischer Wirkungsgrad (η_{el})	%	39	41
Thermischer Wirkungsgrad (η_{th})	%	44	41
Gasspeichervolumen (V_{brutto})	m ³	6.000	-
Gasspeicherkapazität (W_{elq})	kWh	~ 15.000	-

Biogasanlage Schaubild – Variante BGA_0



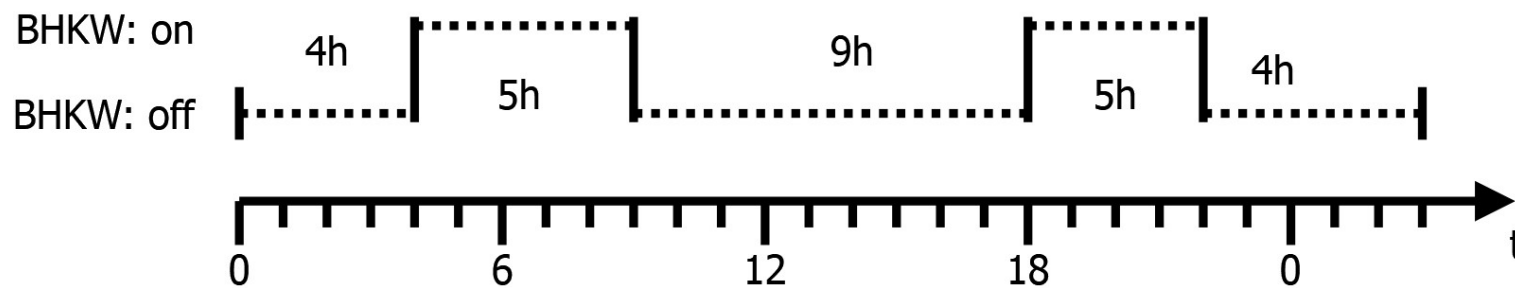
Flexible Biogasanlage - Schema und Kennzahlen | Basis set-up



Praxisbiogasanlage - Gasspeicherrestriktion



- **2 Startvorgänge pro Tag als Betreibervorgabe im flexiblen Betrieb**
- **flexibler Betrieb grundsätzlich möglich, aber wenig Spielraum für die Verschiebung der „Blöcke“ - es gibt nur 18 mögliche Fahrpläne!**



© DBFZ 2021 M.Dotzauer

- **→ Erhöhung der zulässigen Startvorgänge oder des Gasspeichers**

Flexible Stromproduktion



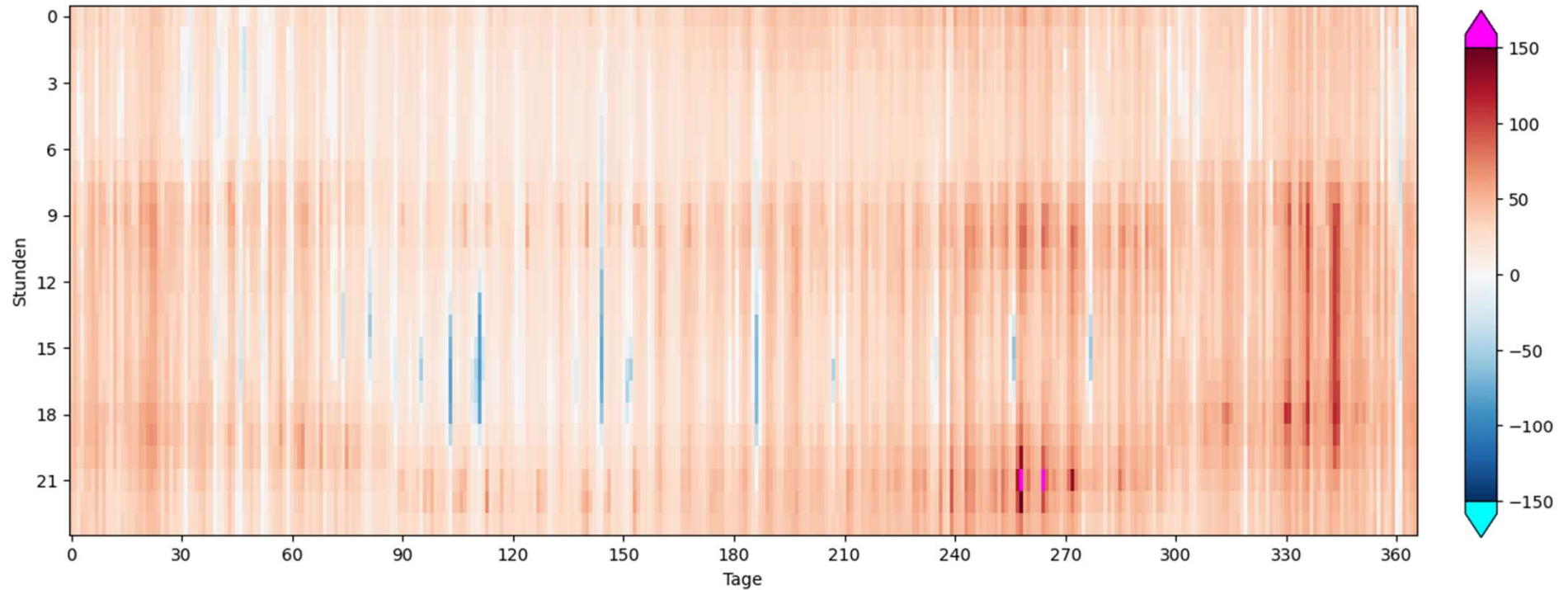
Nebenbedingungen / Eingangsdaten

- Nettogasspeichervolumen mit +/- 10% Sicherheitsmarge und Umrechnungsfaktor von 1,25 von Betriebs- auf Normvolumen
- Maximal 2 Startvorgänge pro Tag
- Preiszeitreihe der EPEX-Spot in stündlicher Auflösung aus 2020
- Stillstandszeiten für Wartungsarbeiten oder Abregelung durch Netzbetreiber werden nicht berücksichtigt

Strompreisprofil für 2020



Heatmap für EPEX-Spot [€/MWh] - 2020



Primärquelle: transparency.entsoe.eu/
Sekundärquelle: gmp.db | 2021-10-11 15:35:36
source code @ gitlab.com/M.Dotzauer/gpm_dbtb

Copyright Martin Dotzauer 2021
Creative Commons Attribution 4.0
creativecommons.org/licenses/by/4.0

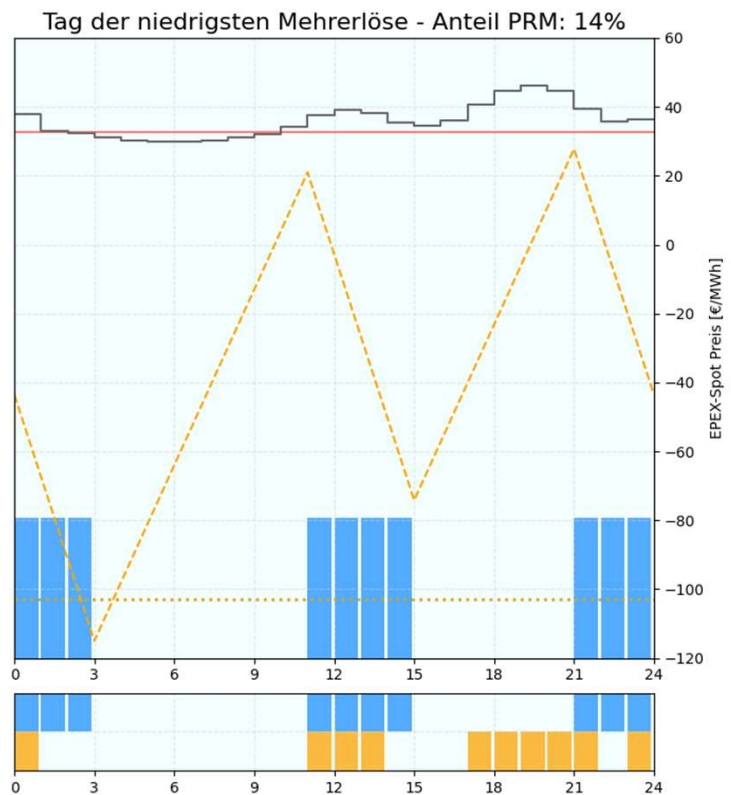
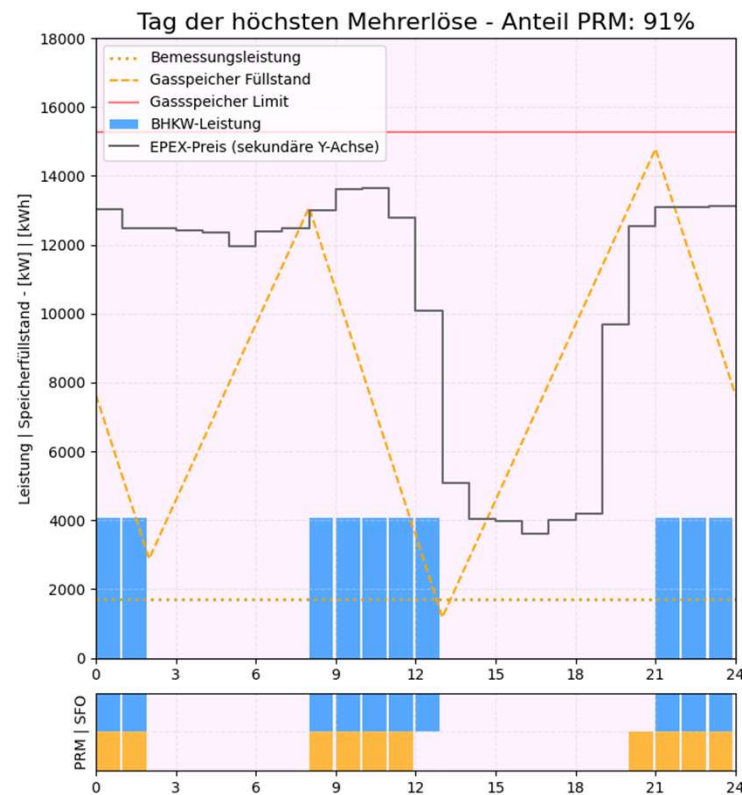


Variantenvergleich – Parameter



	Variante 0	Variante 1	Variante 2
BHKW-Kapazität	3.825 kW	3.825 kW	7.650 kW
Laufzeit pro Tag	10 h	10 h	5 h
Gasspeichervolumen	6.000 m ³	12.000 m ³	12.000 m ³
Wirkungsgrad elektr.	39,9 %	39,9 %	40.5 %
Gasspeicheräquivalent	15.000 kWh	30.000 kWh	31.000 kWh

Ergebnisübersicht – Variante 0 (ohne KWK)

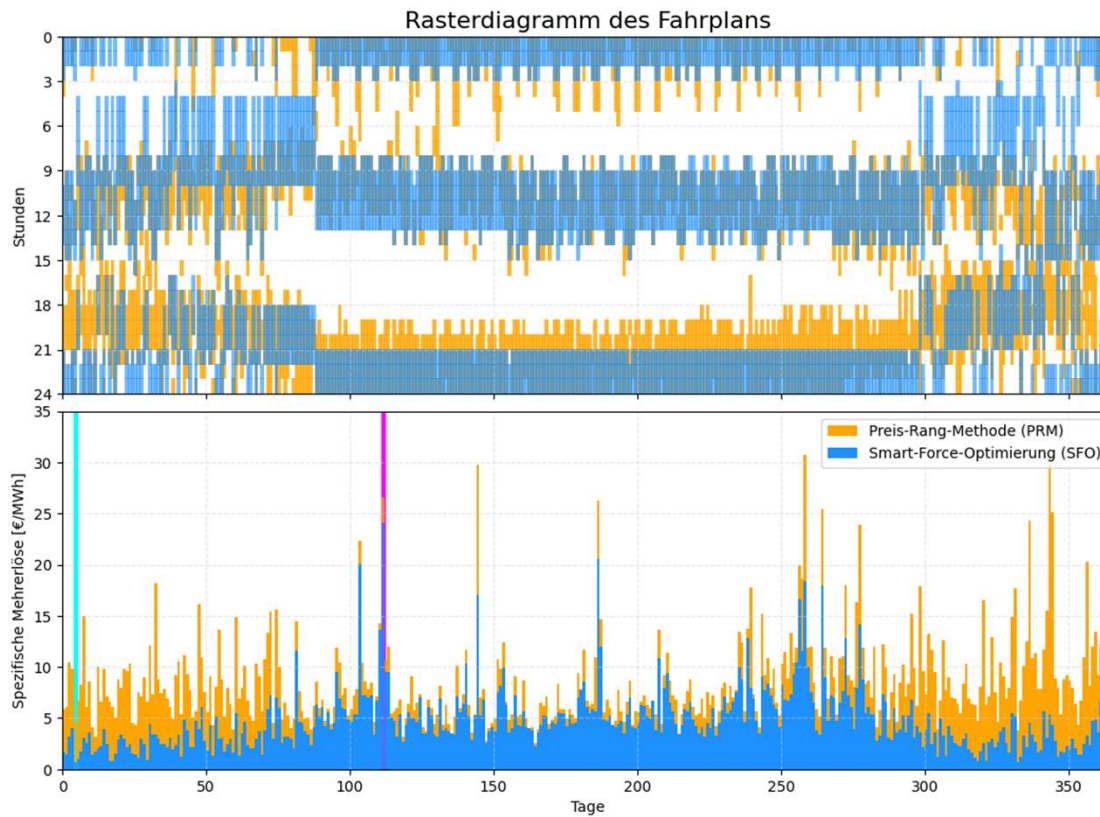


© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Ergebnisübersicht – Variante 0 (ohne KWK)

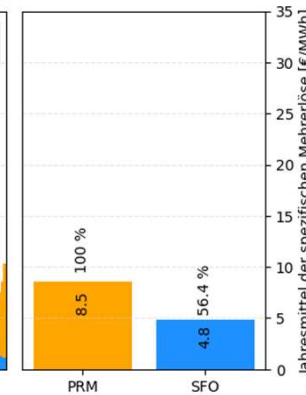


Fahrplan und spezifische Mehrerlöse | BGA_0 / ohne KWK Berücksichtigung



Kennwerte

Jahr: 2020
 P_{inst} (corr.): 4.080 kW
 Laufzeit (korr.): 10,0 h
 PQ (corr.): 2,4
 Startvorgänge: 732
 sp. Mehrerlös: 4,8 €/MWh
max. Merherl.: 24,1 €/MWh
min. Mehrerl.: 0,6 €/MWh
 abs. Mehrerl.: 71.845 €

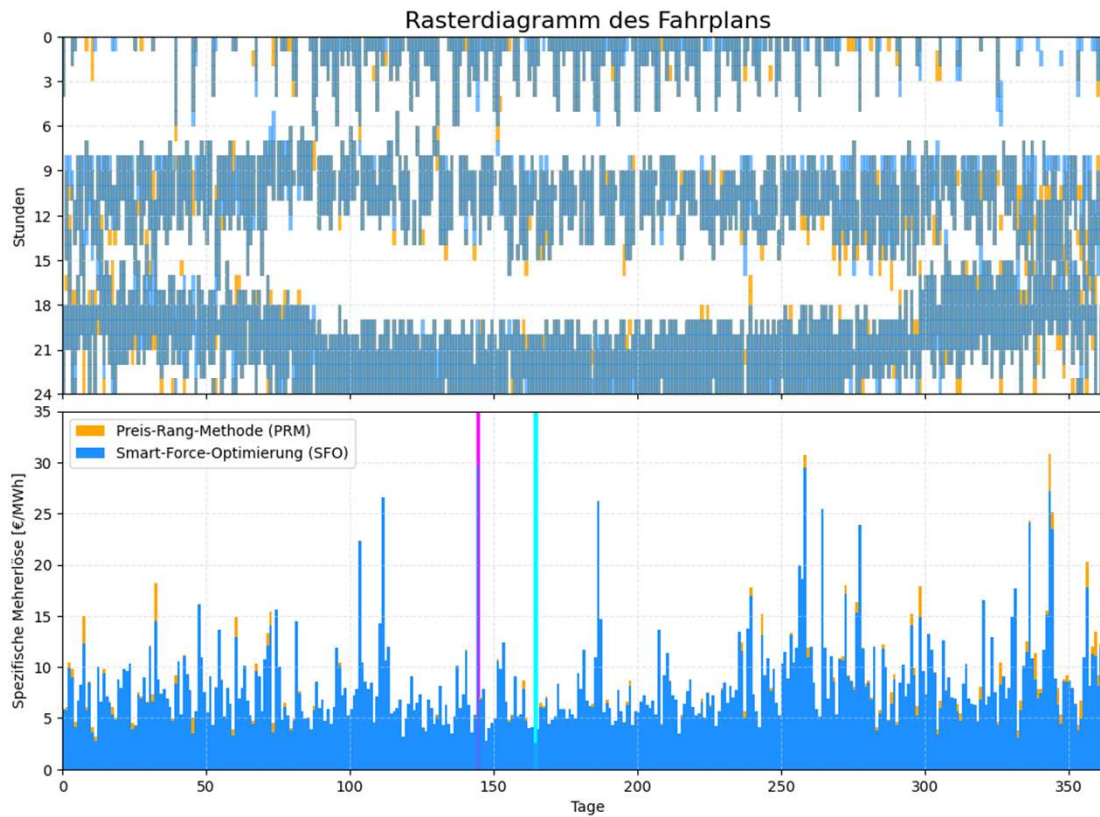


© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Ergebnisübersicht – Variante 1 (ohne KWK)

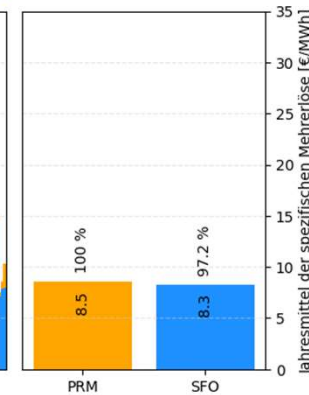


Fahrplan und spezifische Mehrerlöse | BGA_1 / ohne KWK Berücksichtigung



Kennwerte

Jahr: 2020
 P_{inst} (corr.): 4.080 kW
 Laufzeit (korr.): 10,0 h
 PQ (corr.): 2,4
 Startvorgänge: 712
 sp. Mehrerlös: 8,3 €/MWh
max. Merherl.: 29,8 €/MWh
min. Merherl.: 2,6 €/MWh
 abs. Mehrerl.: 123.863 €

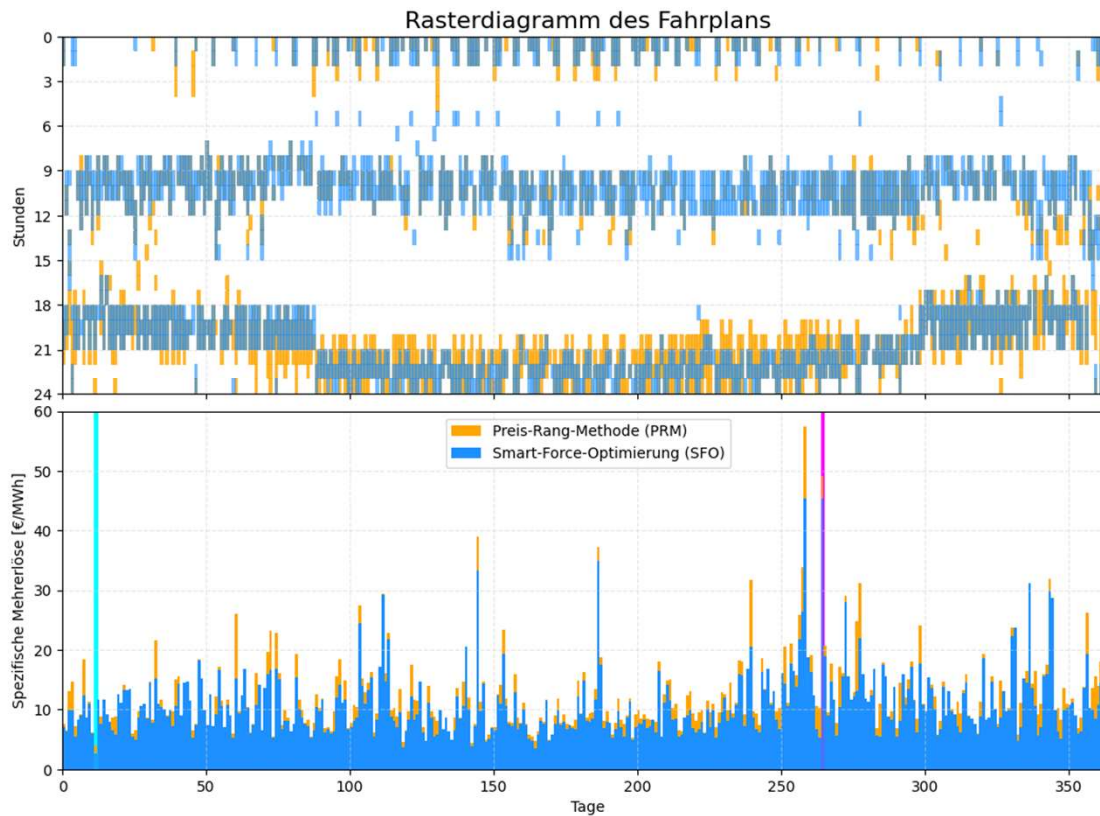


© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Ergebnisübersicht Variante – 2 (ohne KWK)

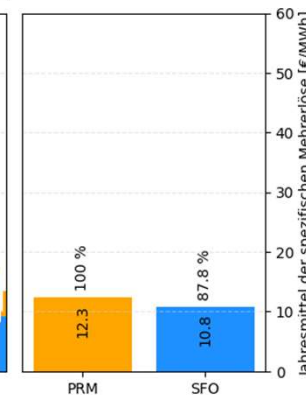


Fahrplan und spezifische Mehrerlöse | BGA_2 / ohne KWK Berücksichtigung



Kennwerte

Jahr: 2020
 P_{inst} (corr.): 8.160 kW
 Laufzeit (korr.): 5,0 h
 PQ (corr.): 4,8
 Startvorgänge: 732
 sp. Mehrerlös: 10,8 €/MWh
max. Merherl.: 45,4 €/MWh
min. Mehrerl.: 2,7 €/MWh
 abs. Mehrerl.: 161.338 €



© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Wechselwirkungen bei gleichzeitiger Wärmeauskoppelung

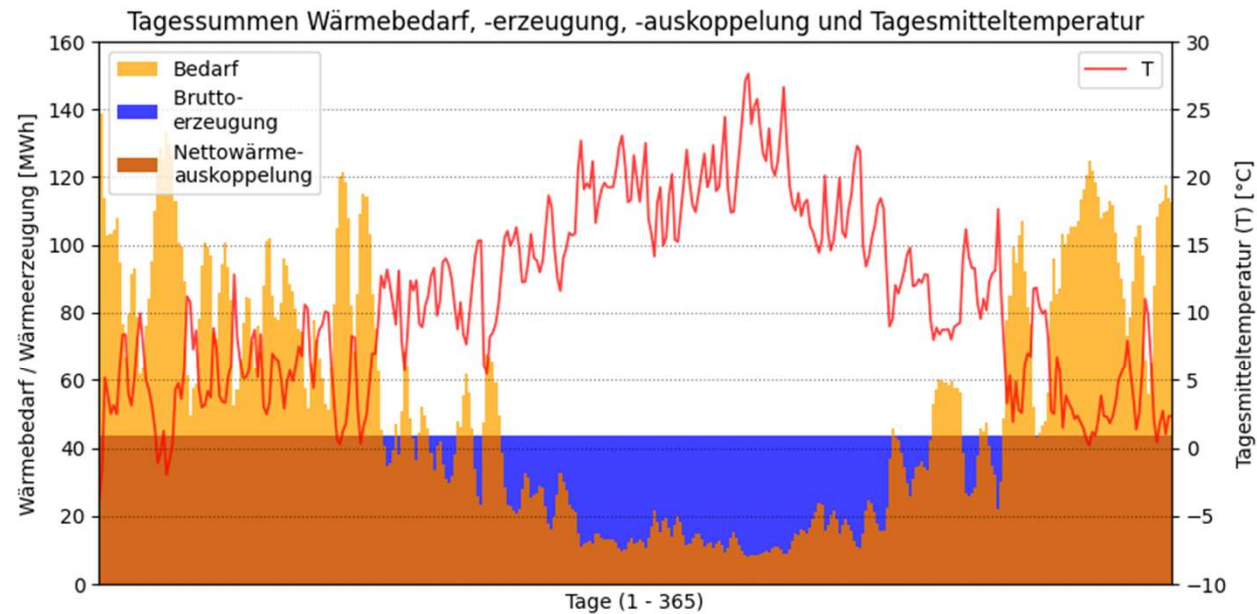
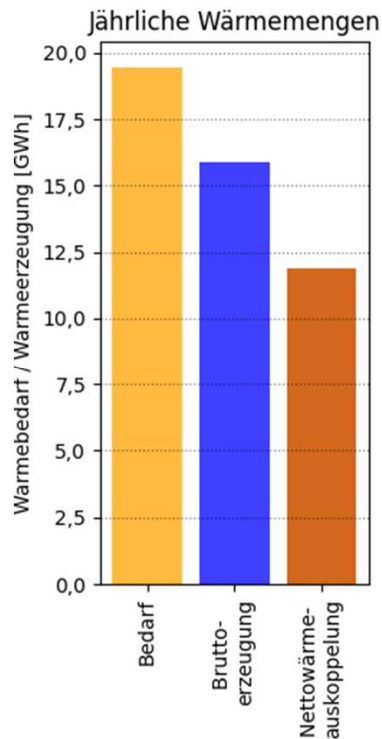


- **rein technische Bewertung ohne Berücksichtigung der Kosten für die optionale Erweiterung des Wärmespeichers**
- **Erzeugung eines synthetischen Wärmelastprofils aus Mangel an echten Wärmeverbrauchsdaten für das Wetterjahr 2020**
- **Annahme eines zeitlich unflexiblen Wärmeverbrauchs**
- **bei definierter Wärmespeicherkapazität werden die Brennstoffkosten des Spitzenlastkessels mit den EPEX-Mehrerlösen saldiert**

synthetisches Wärmelastprofil auf Basis historischer Temperaturmesswerte



Wärmelastprofil (WLP*) in 2020 | KWK-Nutzungsgrad von 75% für Banderzeugung bei P_{th_rated}



* Kennwerte Wärmequelle: $W_{th} = 15.9 \text{ GWh/a}$ | $P_{th_rated} = 1,813 \text{ kW}$
 Kennwerte Wärmesenke: $W_{th} = 19.4 \text{ GWh/a}$ | $P_{th_min} = 171 \text{ kW}$ | $P_{th_max} = 7,394 \text{ kW}$
 Ort: Jena
 Temperaturspezifikation: historische Messwerte
 Standardwärmelastprofil: EFH:MFH:HGS - Mix - 1:1:1

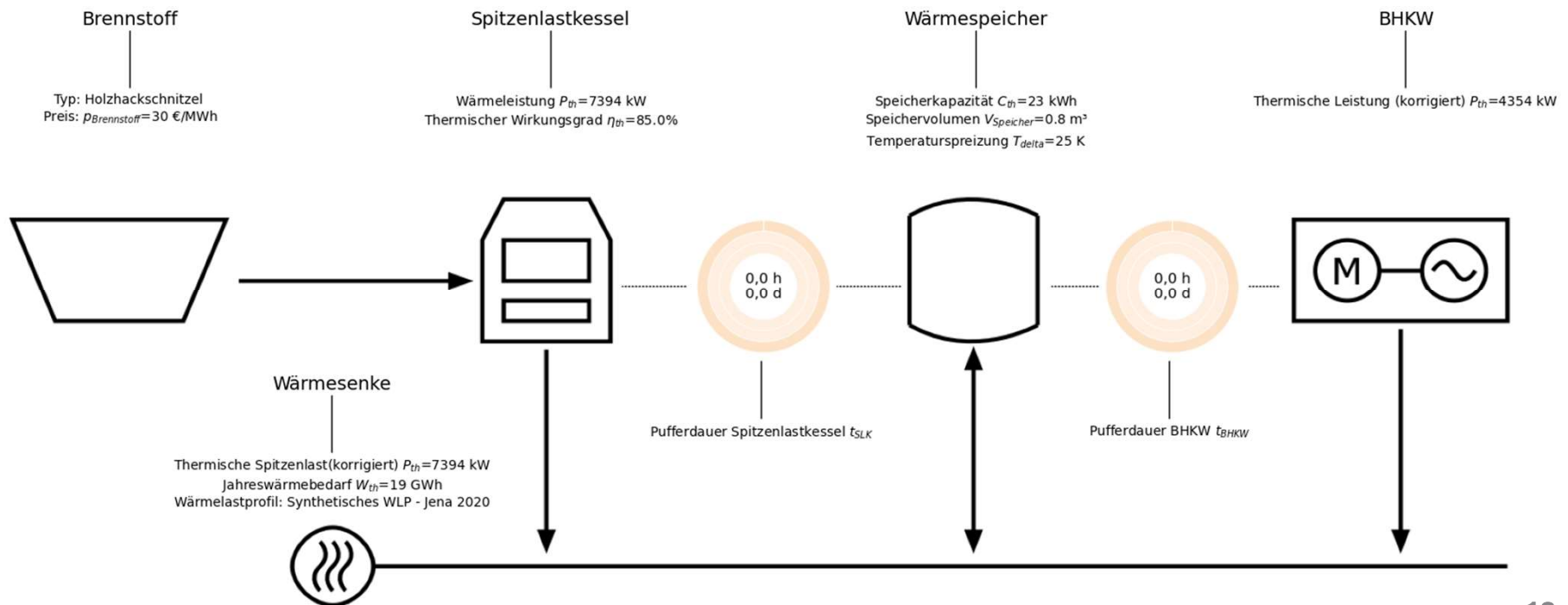
© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Wärmeversorgungssystem für BGA_0 - WVS_0

Wärmespeichervolumen 0.8m³



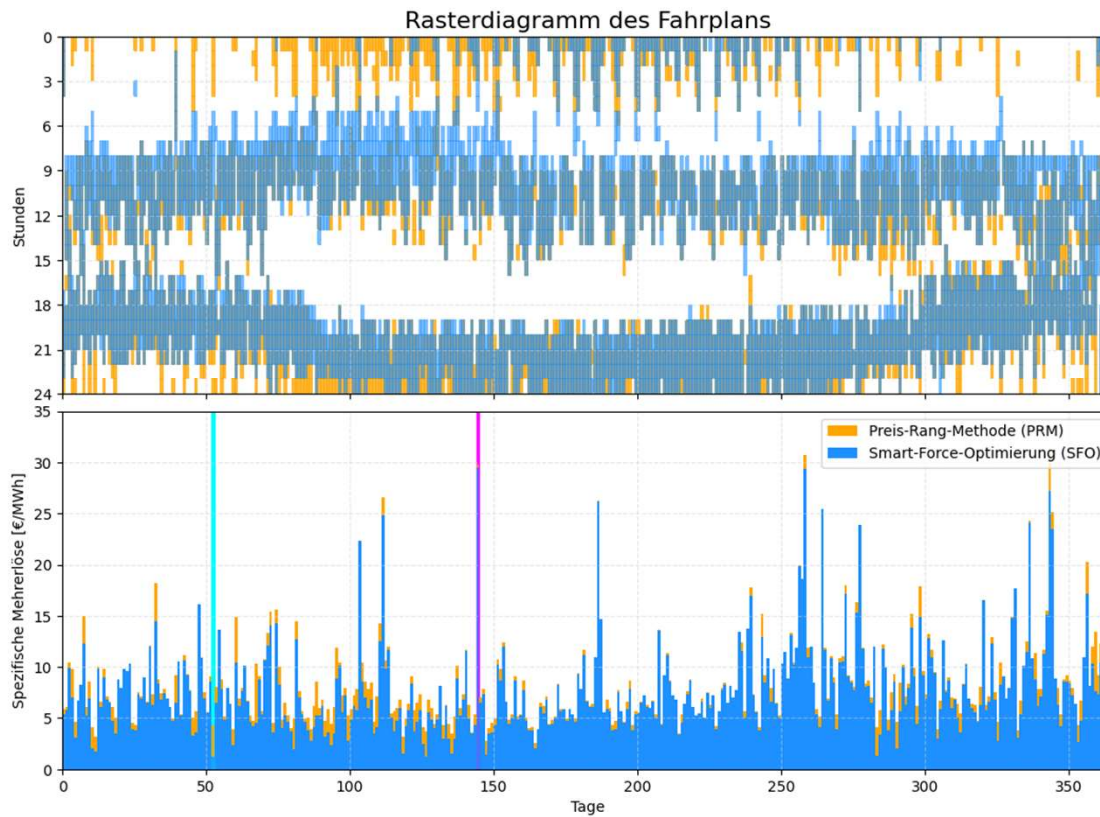
Wärmeversorgungssystem - Schema und Kennzahlen BGP - Basis set-up | HSS Basis set-up



Ergebnisübersicht – Variante 1 (mit KWK)

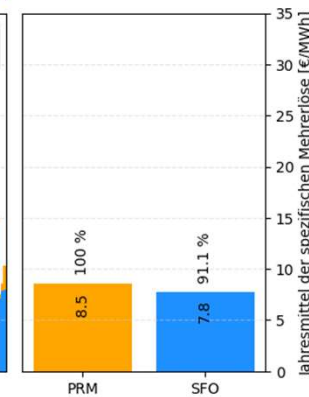


Fahrplan und spezifische Mehrerlöse | BGA_1 / WVS_1



Kennwerte

Jahr: 2020
 P_{inst} (corr.): 4.080 kW
 Laufzeit (korr.): 10,0 h
 PQ (corr.): 2,4
 Startvorgänge: 727
 sp. Mehrerlös: 7,8 €/MWh
max. Merherl.: 29,5 €/MWh
min. Mehrerl.: 1,2 €/MWh
 abs. Mehrerl.: 116.218 €

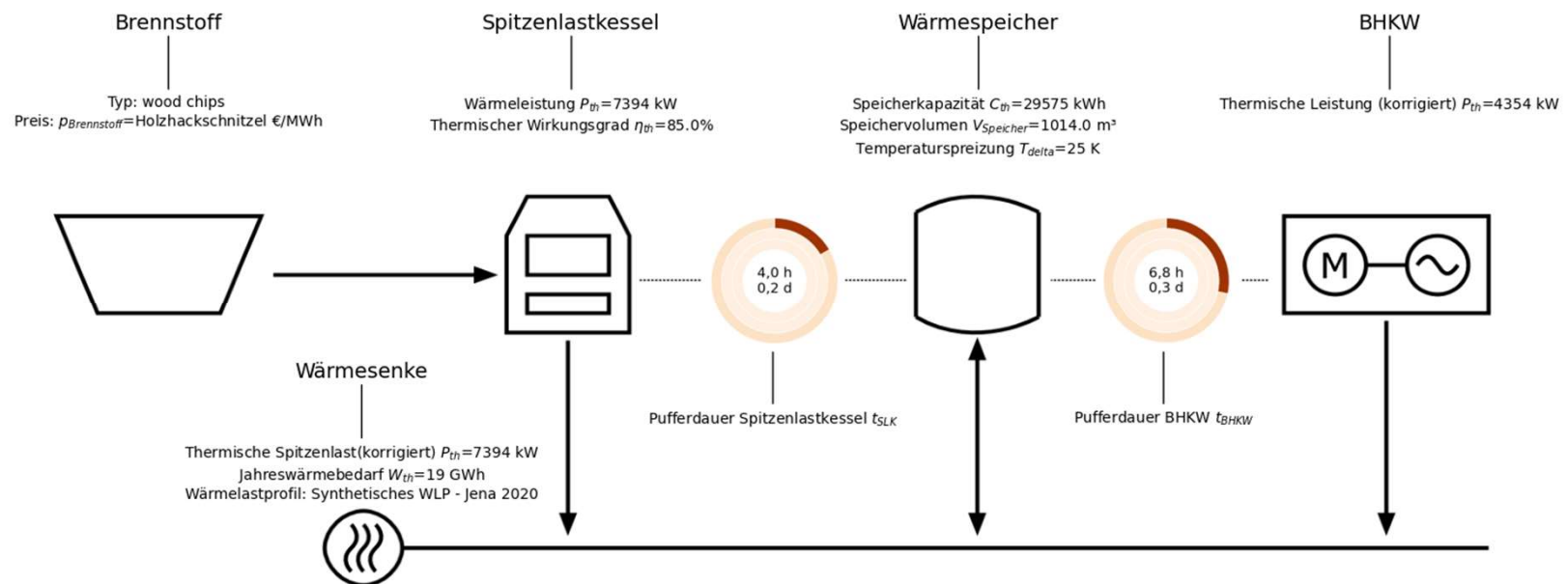


© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Wärmeversorgungssystem für BGA_0 & BGA_1 WVS_1 erweiterter Wärmespeicher 1014 m³



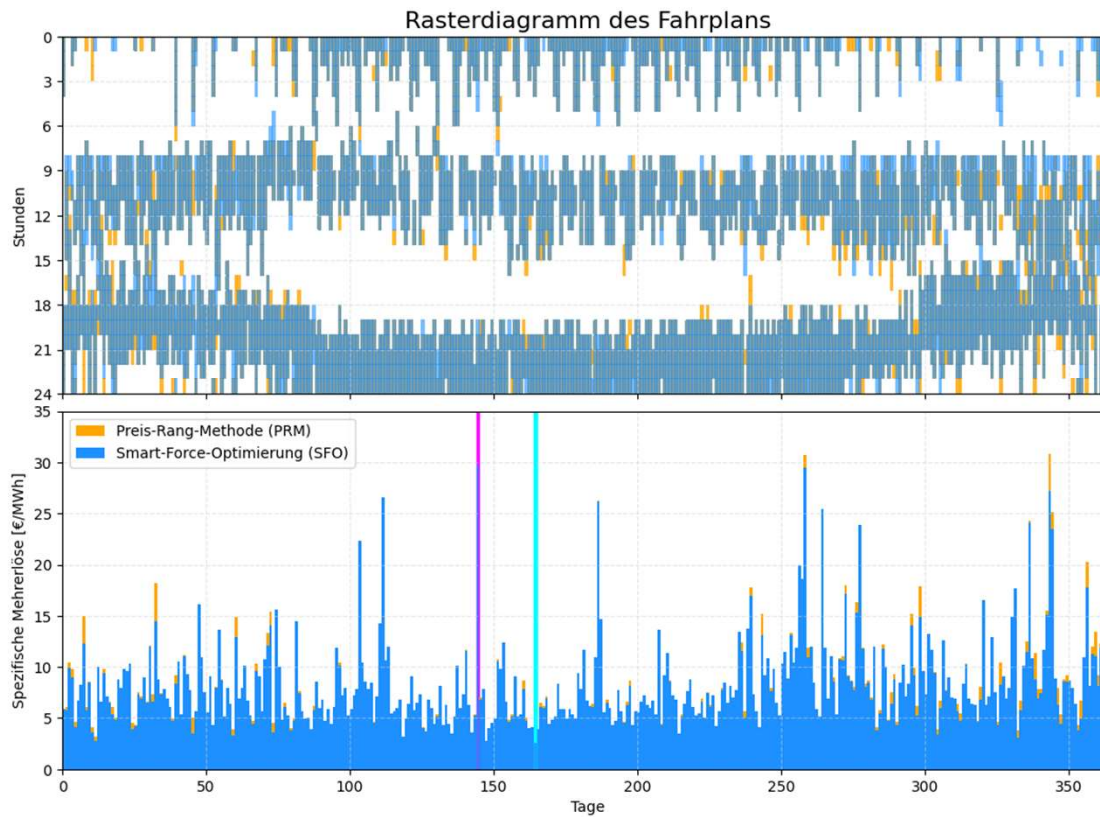
Wärmeversorgungssystem - Schema und Kennzahlen | erweiterte Wärmespeicherkapazität, auf 4h der Spitzenlastkesselkapazität



Ergebnisübersicht – Variante 1 (KWK & Wärmesp.+)

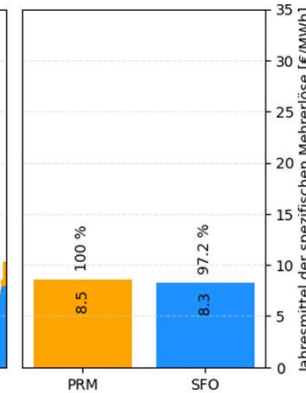


Fahrplan und spezifische Mehrerlöse | BGA_1 / WVS_1_WS+



Kennwerte

Jahr: 2020
 P_{inst} (corr.): 4.080 kW
 Laufzeit (korr.): 10,0 h
 PQ (corr.): 2,4
 Startvorgänge: 712
 sp. Mehrerlös: 8,3 €/MWh
max. Merherl.: 29,8 €/MWh
min. Mehrerl.: 2,6 €/MWh
 abs. Mehrerl.: 123.863 €



© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Kernergebnisse



WS Status-Quo	BGA_0	BGA_1	BGA_2
spezifischer Mehrerlös	4,2 €/MWh	7,8 €/MWh	10,6 €/MWh
SFO / PRM - Verhältnis	49,2%	91,1 %	86,2 %

$WS+ = P_{\text{Spitzenlastkessel}} \times 4h$	BGA_0	BGA_1	BGA_2
sp. Mehrerlös	4,8 €/MWh	8,3 €/MWh	10,8 €/MWh
SFO / PRM - Verhältnis	56,4 %	97,2 %	87,8 %

Zusammenfassung



- **Zukünftig ist ein flexibler Anlagenbetrieb obligatorisch und auch zunehmend ökonomisch attraktiv (Vergleich 2020 / 2021)**
- **Ausreichend groß dimensionierter Gasspeicher ermöglicht geringere Taktzahlen und bessere Fahrpläne für höhere Erlöse**
- **KWK-Nutzung erfordert ebenfalls eine gewisse Entkoppelung der Strom- und Wärmeproduktion über einen Wärmespeicher**
- **Inwieweit sich die Erweiterung des Gas- bzw. Wärmespeichers heute und in Zukunft lohnen ist Gegenstand aktueller Arbeiten**

Deutsches Biomasseforschungszentrum

gemeinnützige GmbH



Smart Bioenergy – Innovationen für eine nachhaltige Zukunft

Ansprechpartner

Martin Dotzauer

martin.dotzauer@dbfz.de

**DBFZ Deutsches
Biomasseforschungszentrum
gemeinnützige GmbH**

Torgauer Straße 116

D-04347 Leipzig

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

E-Mail: info@dbfz.de

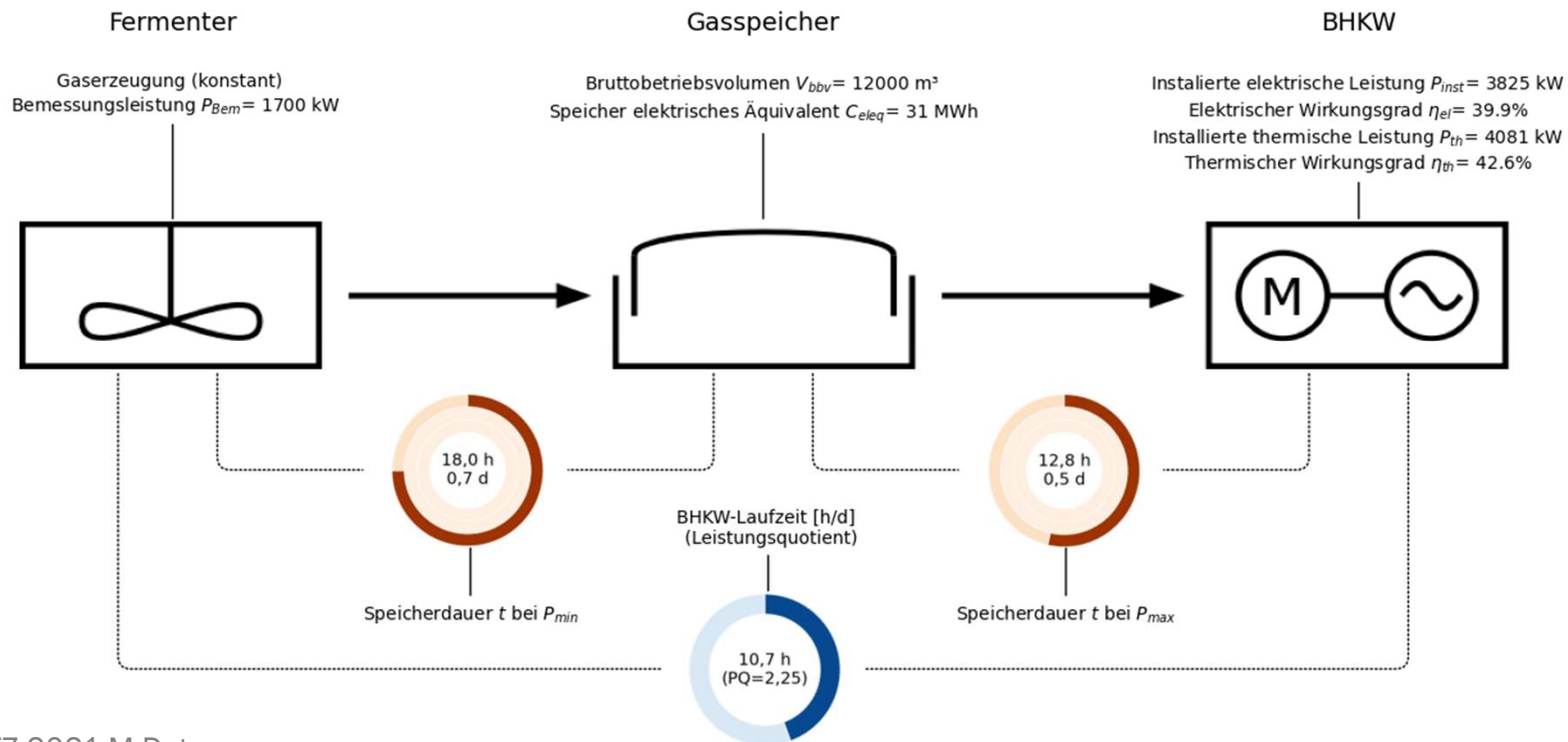
www.dbfz.de

Fotos: DBFZ, Jan Gutzeit, Michael Moser Images, DREWAG/Peter Schubert (Titelfolie, rechts)

Biogasanlage Schaubild – Variante BGA_1



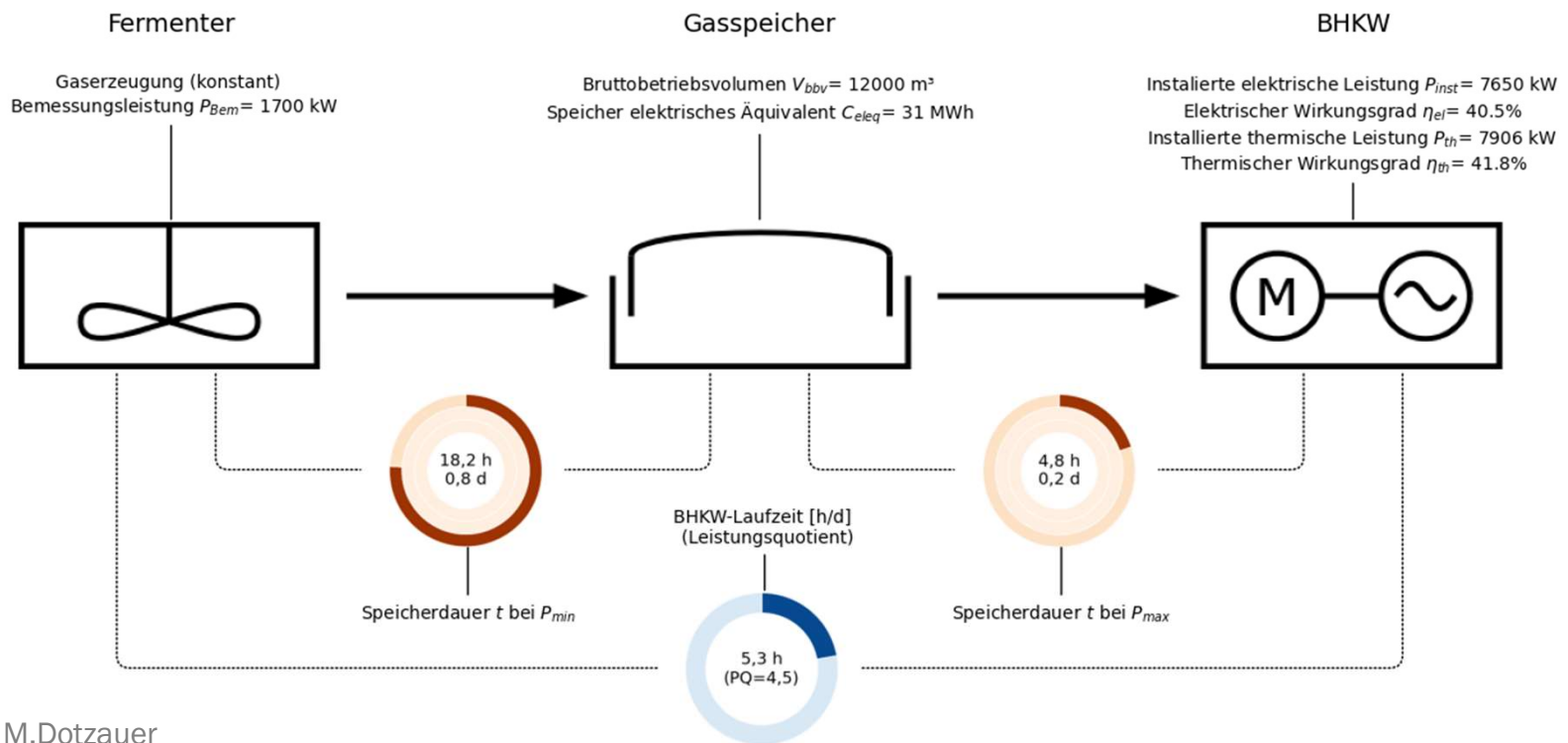
Flexible Biogasanlage - Schema und Kennzahlen | erweiterter Gasspeicher



Biogasanlage Schaubild – Variante BGA_2



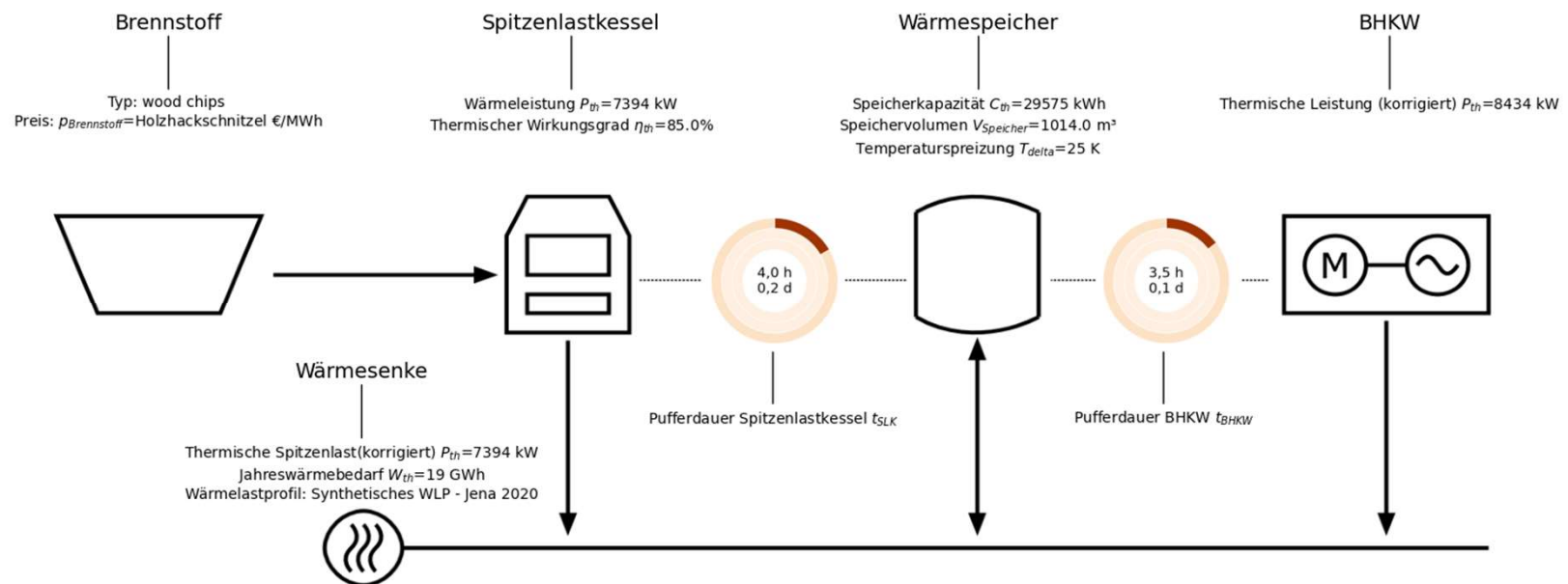
Flexible Biogasanlage - Schema und Kennzahlen | erweiterter Gasspeicher & Verdoppelung der inst. Leistung



Wärmeversorgungssystem für BGA_2 - WVS_2 erweitertes Wärmespeichervolumen 1014 m³



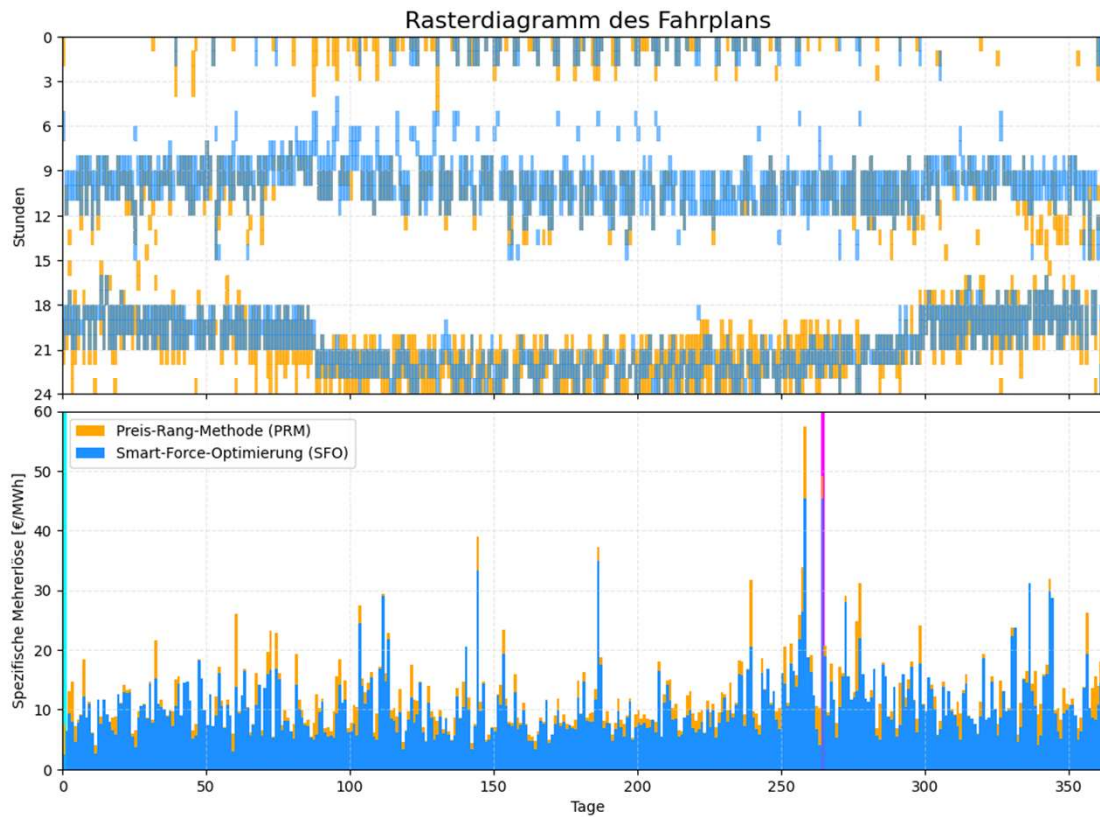
Wärmeversorgungssystem - Schema und Kennzahlen | erweiterte Wärmespeicherkapazität, auf 4h der Spitzenlastkesselkapazität



Ergebnisübersicht – Variante 2 (mit KWK)

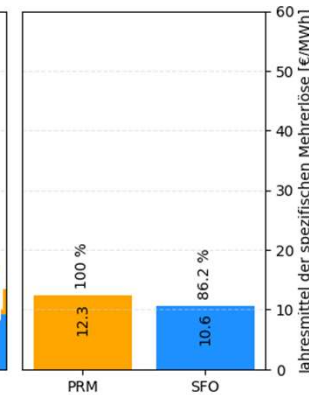


Fahrplan und spezifische Mehrerlöse | BGA_2 / WVS_2



Kennwerte

- Jahr: 2020
- P_{inst} (corr.): 8.160 kW
- Laufzeit (korr.): 5,0 h
- PQ (corr.): 4,8
- Startvorgänge: 732
- sp. Mehrerlös: 10,6 €/MWh
- max. Merherl.: 45,4 €/MWh**
- min. Mehrerl.: 2,5 €/MWh**
- abs. Mehrerl.: 158.292 €

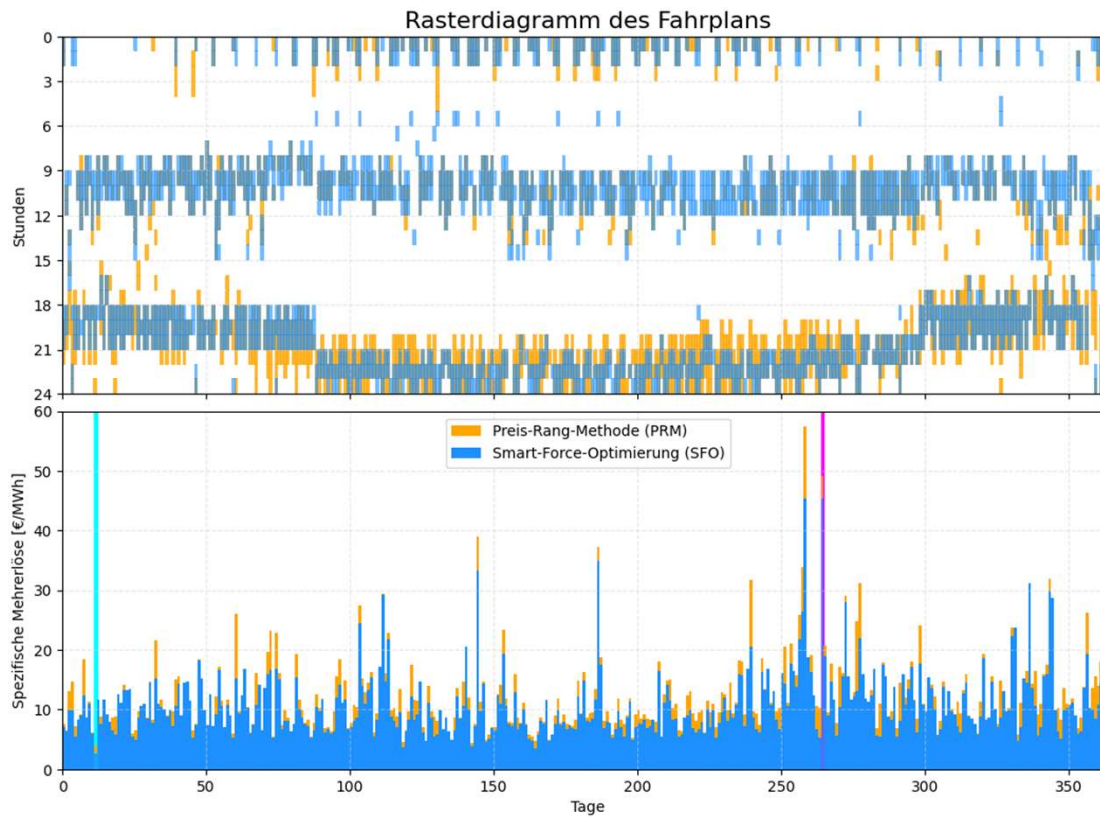


© DBFZ 2021 M.Dotzauer

Ergebnisübersicht – Variante 2 (KWK & Wärmesp.+)

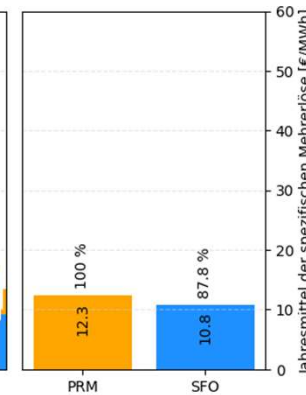


Fahrplan und spezifische Mehrerlöse | BGA_2 / WVS_2_WS+



Kennwerte

Jahr: 2020
 P_{inst} (corr.): 8.160 kW
 Laufzeit (korr.): 5,0 h
 PQ (corr.): 4,8
 Startvorgänge: 732
 sp. Mehrerlös: 10,8 €/MWh
max. Merherl.: 45,4 €/MWh
min. Mehrerl.: 2,7 €/MWh
 abs. Mehrerl.: 161.338 €



© DBFZ 2021 M.Dotzauer



Kopplung von Biogasanlagen und saisonalen Wärmespeichertechnologien mit Fokus auf Oberflächennahe Geothermie

Dr. Ingo Raufuß, geotechnik heiligenstadt gmbh auf den Biogasfachgesprächen 2021

Lösung im Rahmen der etablierten Erneuerbaren Systeme; Sektorenkopplung

Wind & Photovoltaik fluktuieren und werden ausgebaut. Wasserkraft & Biogas balancieren die Fluktuationen aus.

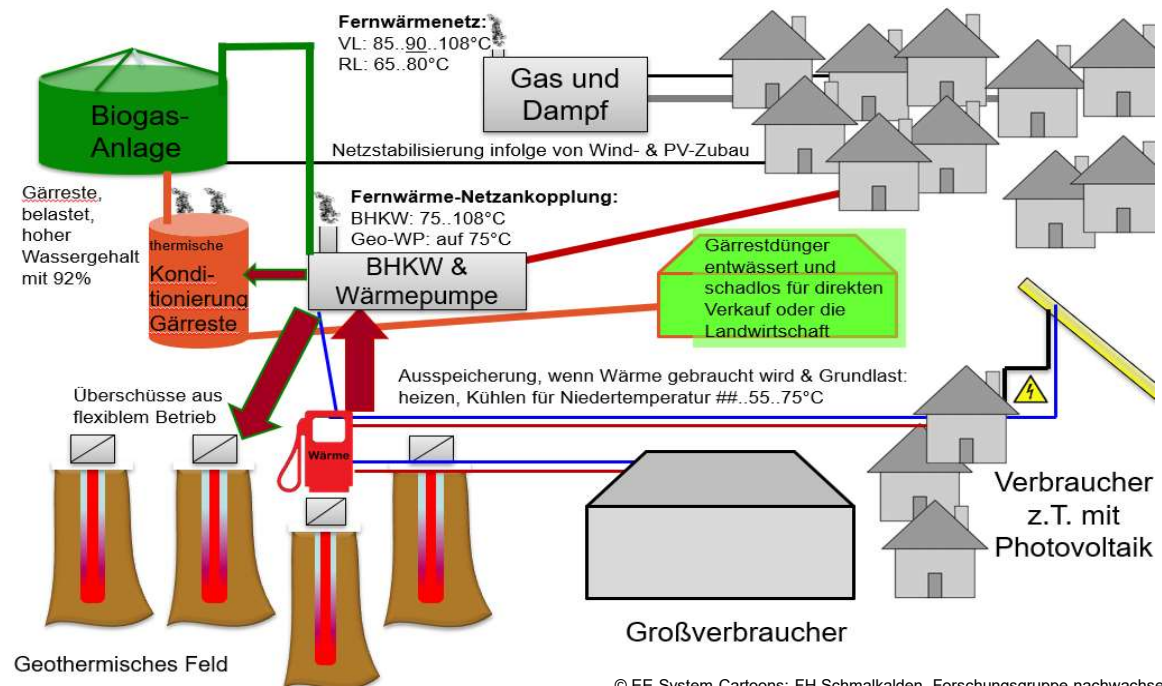
Wird Bio-Strom produziert, entsteht auch immer Bio-Wärme. Bio-Wärme wird dabei nicht direkt benötigt:

Geothermie

bietet sich als saisonaler Speicher an.

Wir sorgen so für

Netzstabilität und Versorgungssicherheit



Bio2Geo – Demonstrator:

30 Erdwärmesonden à 30m zum Nachweis des Funktionierens der Systemlösung.



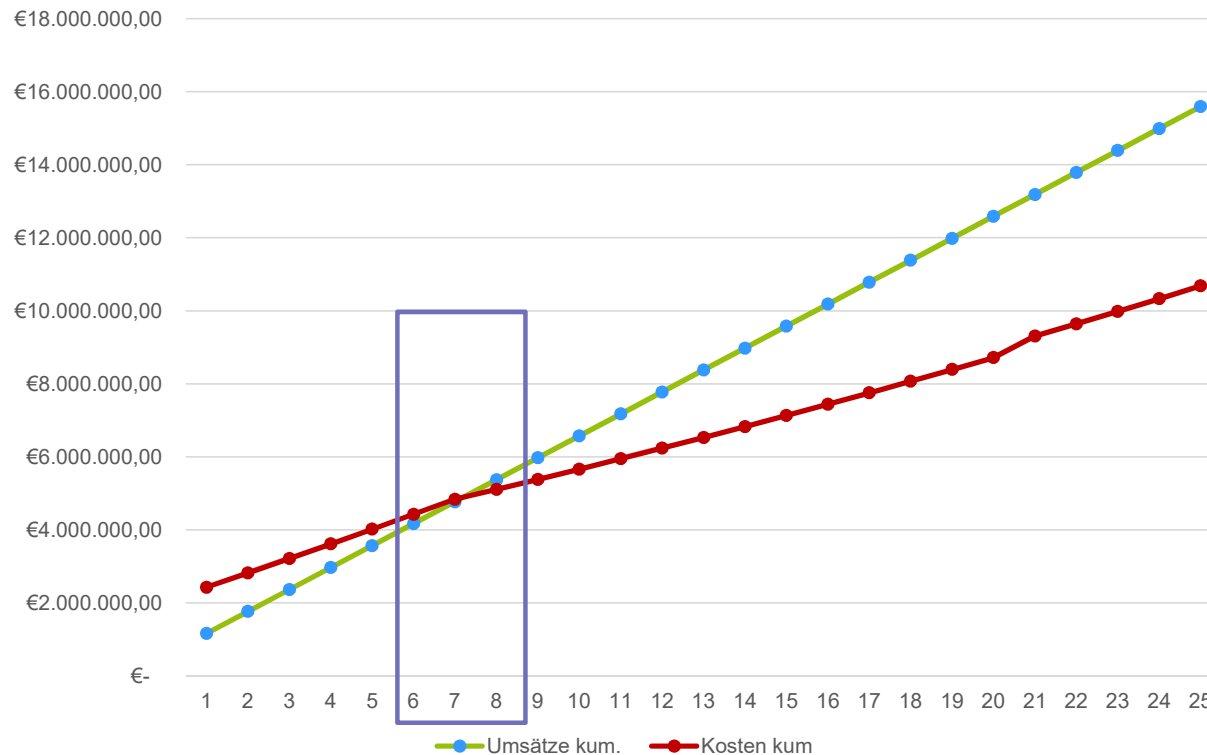
Kernfragen von **BGA Betreibenden** bei der Standortsuche vor dem Projekt:

1. Bleibt die Wärme im Speicher bzw. wie wird sie ggf. ausgetragen?
2. Habt Ihr einen Demonstrator für das Konzept?
3. Zur Rentabilität kam man gar nicht...



Szenarien der Wirtschaftlichkeit – 2MW_{el}

ZIEL: Amortisationszeit innerhalb von 10 Jahren durch Wärme- und Kälteverkauf



ca. 600 Bohrungen für 3 MW_{th}
nach Speicherverlusten (~30 %) ca. 2,1 MW_{th}

und 3650 Vollaststunden der
Geothermieabnehmerstruktur
Heizen, Kühlen & Trinkwasser erwärmen

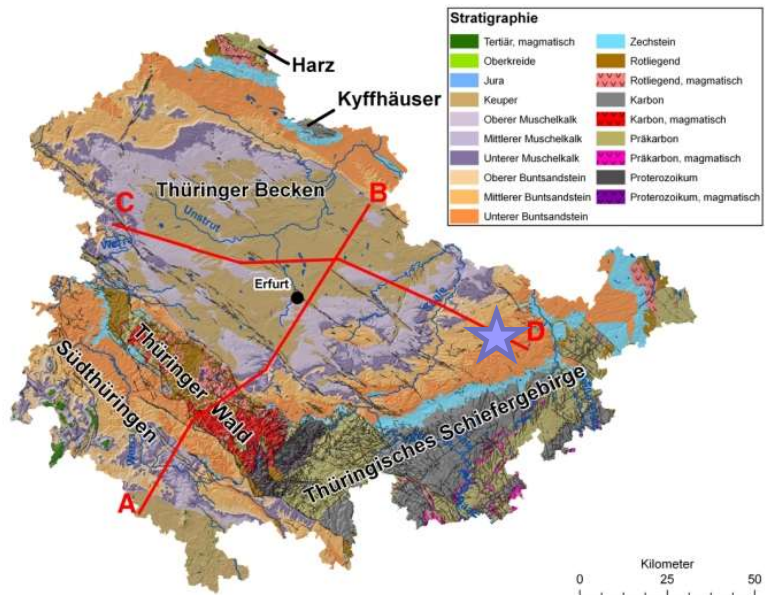
mit Hilfe 1 bis 4 Wärmepumpen

Erdwärmeprojekte legt man
entsprechend der Energie-
abnehmerstruktur aus.

Vorsicht: Grundsätzlich Einzelfallprüfung

Aufgrund der Standortverhältnisse = Geologie, BGA-Anlagegegebenheiten/Energieabnehmerstruktur

Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen setzen voraus, dass die Speicherung von Wärme funktioniert



© TLUG

Geologische Schnitte ca. 3fach überhöht

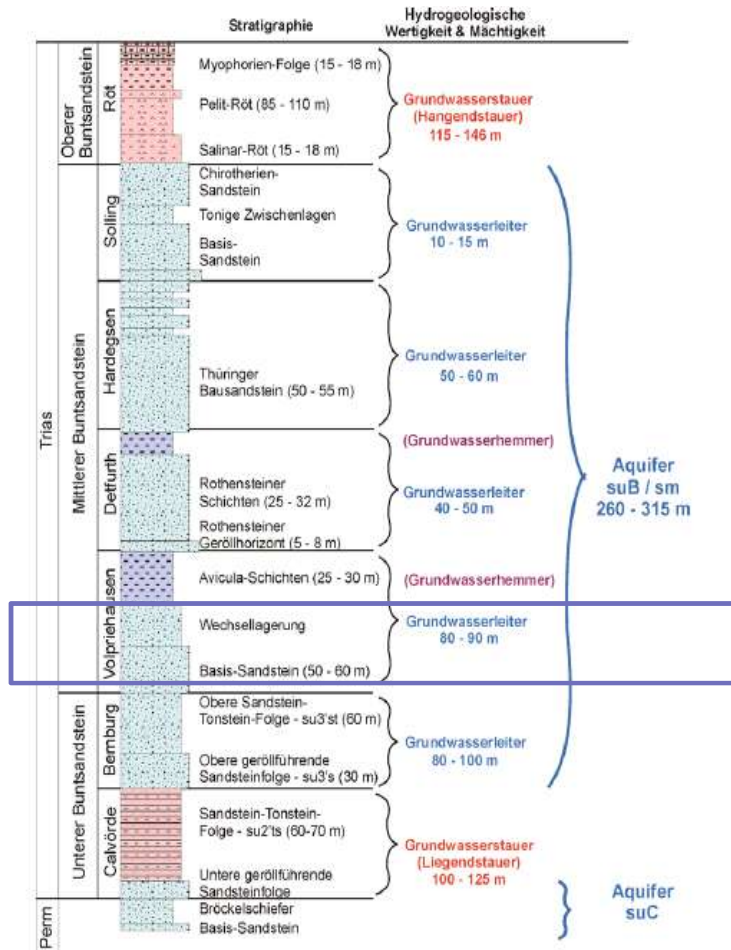
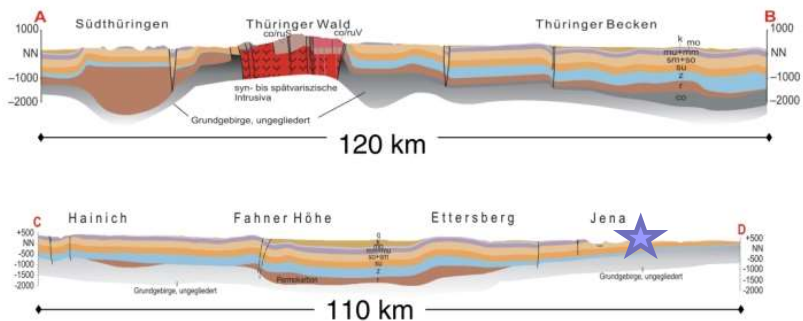


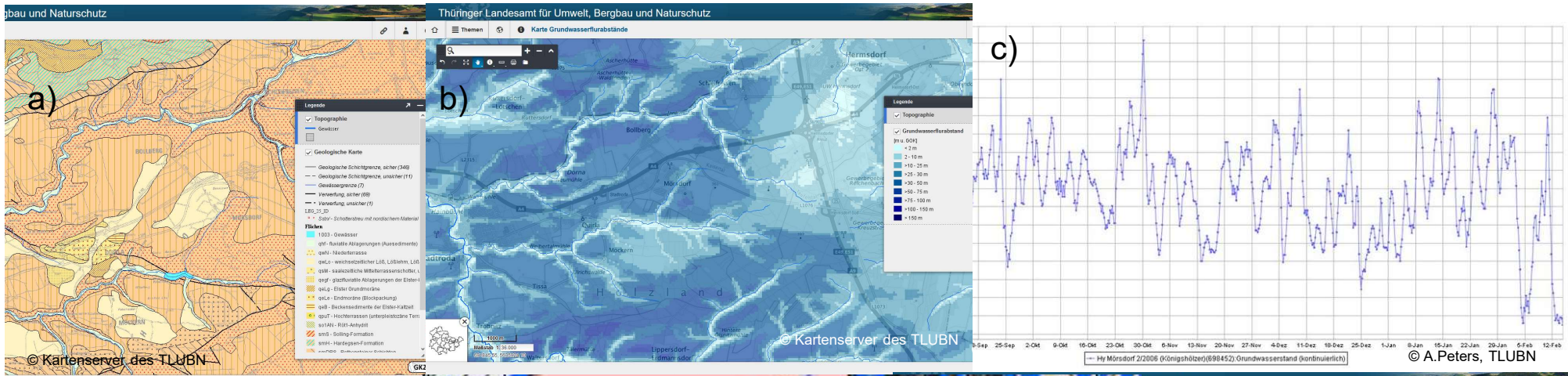
Abb. 4: Geologischer Aufbau (verändert nach GAUPP 1998) des Untersuchungsgebietes, mit Einordnung bedeutender Grundwasserzuflüsse und hydrogeologischer Eigenschaften

© verändert nach Rödiger, Diss., Uni Jena (2005)



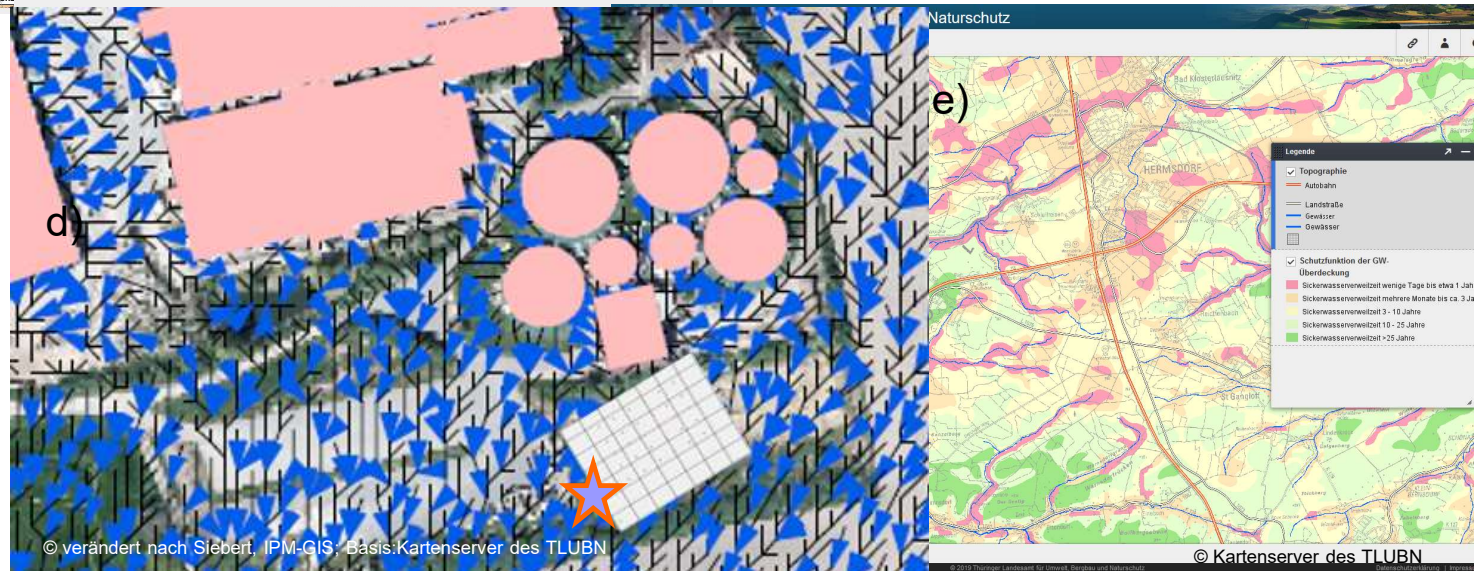
© geophil.net, S. Philipp

Standortanalyse: 1. Altdaten recherchieren und im GIS verschneiden



Wichtige Parameter:

- Geologie
- Flurabstand – Sonde kürzer als Strecke zum Grundwasser
- Pegelschwankungen
- Grundwasserdynamik (Richtung & Geschwindigkeit)
- Sickerwasserverweilzeit



Standortanalyse 2. Teil: Erhebung neuer Daten

Aufschlußanaloguntersuchung & Kleinrammbohrungen, KRB

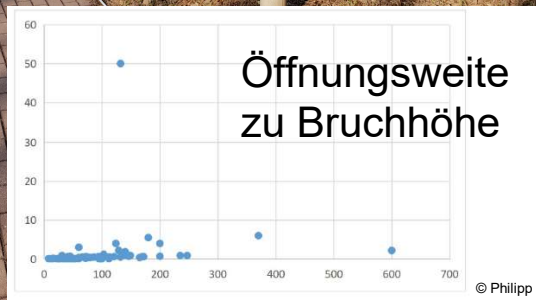


Abb. 11: Öffnungsweiten (in mm) dargestellt in Abhängigkeit der Bruchhöhen (in cm). Beachte den „Ausreißer“ bei 50 mm/ 132 cm.

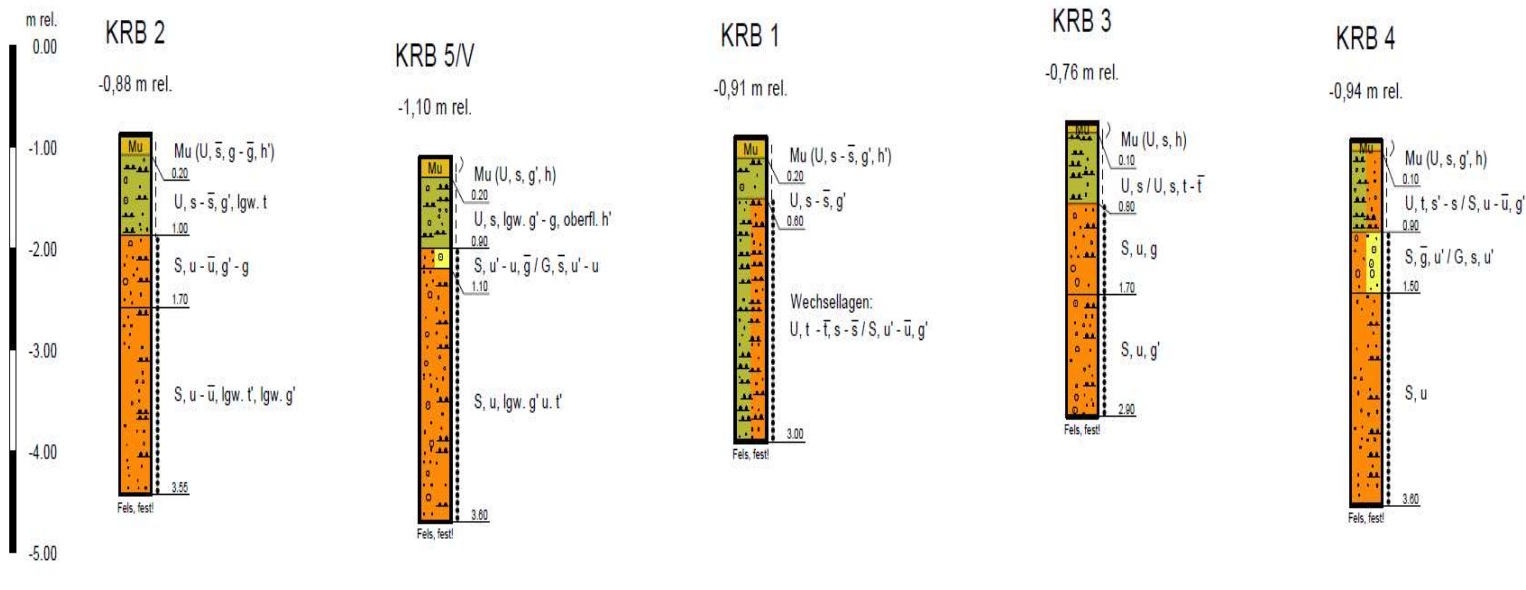


Nachdem die Altdatenrecherche keinen Wechsel des Speichersystems (Wassertank) nahelegt,

kann mit Hilfe der Neudatengewinnung weiter der Frage nachgegangen werden:

Funktioniert der Speicher?

Kleinrammbohrungen, KRB in Lockersedimenten



Sieblinien aus Korngrößenuntersuchungen:

zwischen 20cm – 1m Bohrtiefe: kf-Werte von 10^{-7} m/s und 10^{-9} m/s → äußerst bis sehr geringdurchlässiger Grundwasserleiter (Hölting & Coldewey (2013))

in der Verwitterungszone des Gebirges: kf-Werte von 10^{-5} m/s und 10^{-7} m/s → sehr bis geringdurchlässiger Grundwasserleiter (Hölting & Coldewey (2013))

© geotechnik.com

Mit Aufschlussanaloga & Kleinrammbohrungen den Projekterfolg im Vorfeld kostengünstig abgeschätzen.

Kernbohrung zur Verifizierung der Ergebnisse aus den Aufschlussanaloguntersuchungen

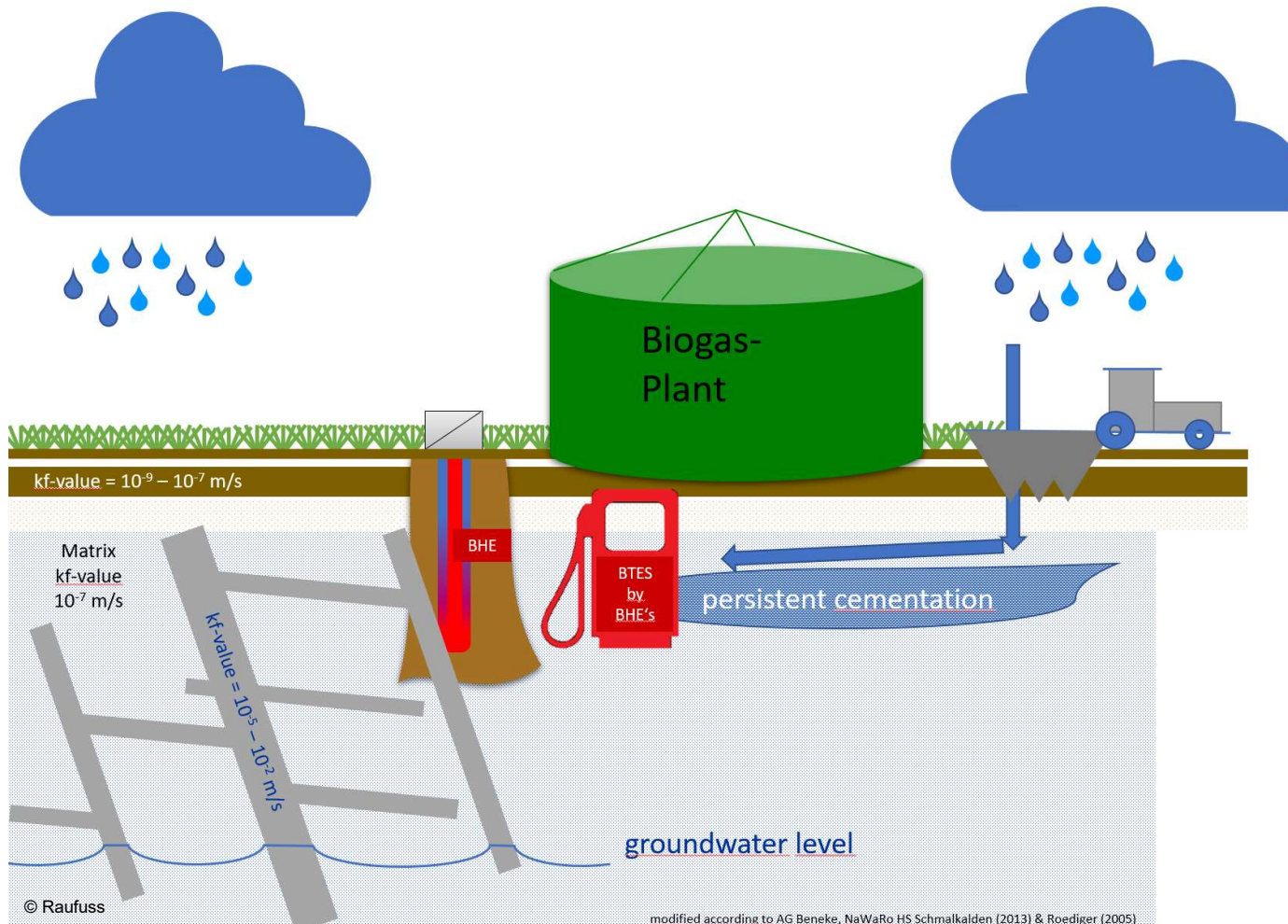


Bohrungen zum Erdwärmesondenfeld

Das „go“ nach positiven Voruntersuchungsergebnissen



Bleibt die Wärme im Speicher?

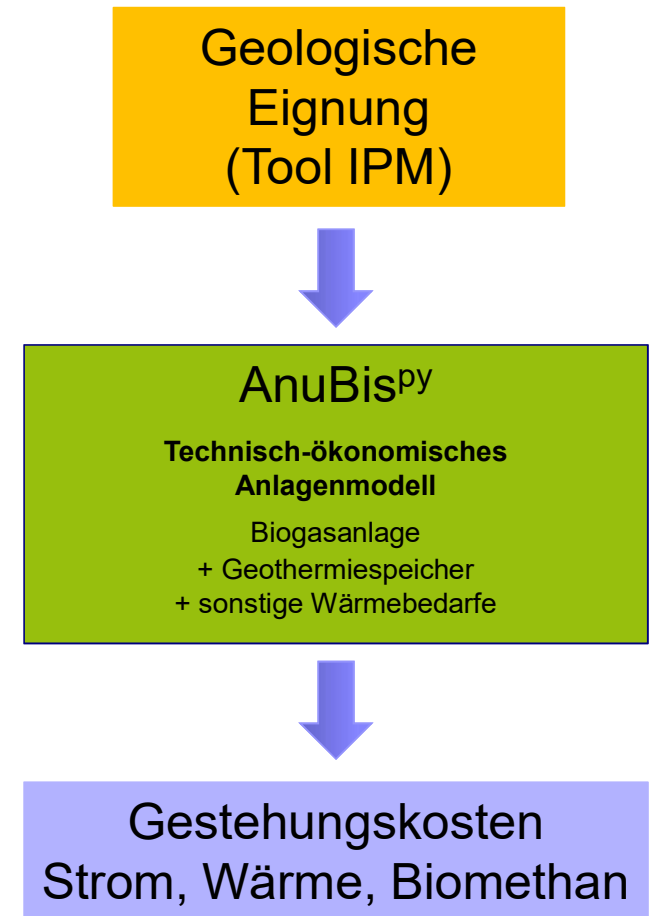


Was gefährdet die
Saisonale Speicherung?

- Grundwasserdynamik
 - Niederschläge
 - tiefpflügen

Der Weg zu der Frage: Rechnet sich das?

- Bio2Geo-Transfer-Tool von IPM-GIS vorgeschaltet, um die Eignung des Standorts von Seiten der **Geologie** und der **Abnehmerstruktur** zu ermitteln
- Technisch-ökonomisches Modell „AnuBis(py)“ knüpft bei positiv beschiedener geologischer Eignung an:
→ **Kostenseitige Abbildung einer Biogasanlage mit Wärmespeicherung über Geothermiespeicher**
- Datenbasis: Kostenfunktionen für verschiedene Leistungsgrößen und Komponenten
- Annuitätenrechnungen in AnuBis (py), Speicherung der Zwischenrechnungen in Datenbank
- Dateninput Partner: Geothermiespeicher inkl. Wärmepumpe (geotechnik heiligenstadt)
- Betrachtung potentieller Erlöse erfolgt bis auf die Variation der Wärmeerlöse nicht über das Tool



Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Gemeinsam mit dem DBFZ

einige Eingangsparameter – EWS-speicher

- Flurabstand & Pegelschwankung → liefern bei diesem Konzept Hinweise auf die Bohrungslänge
- Wärmeentzugsleistung aus dem Gebirge [W/m]
- Einzuspeichernde Wärmemenge – infolge Flexibilisierung nicht kontinuierlich [kWh]
- Verluste [%]: 30 % Wärme + Kälte; 50 % nur Wärme
- Wärmepreis 45 €/MWh UND Kältepreis 40 €/MWh
- Verhältnis Kälte/Wärme = 60 %
- Auslegung der Wärmepumpe (dezentral oder n – Kaskade; Grund- Mittel- & Spitzenlast → Jahresarbeitszahl)
- Strompreis (Wärmepumpe) = 18 ct/kWh_{el}
- Kosten für Errichtung des Sondenfeldes und Betrieb; inkl. AfA
- keine Kostenintegration in XLSX von BGA für Überbauung & Wärmenetz

Szenarien

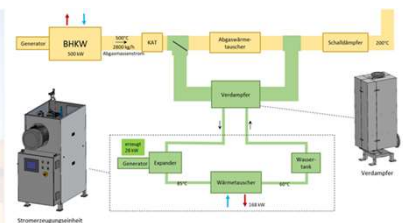
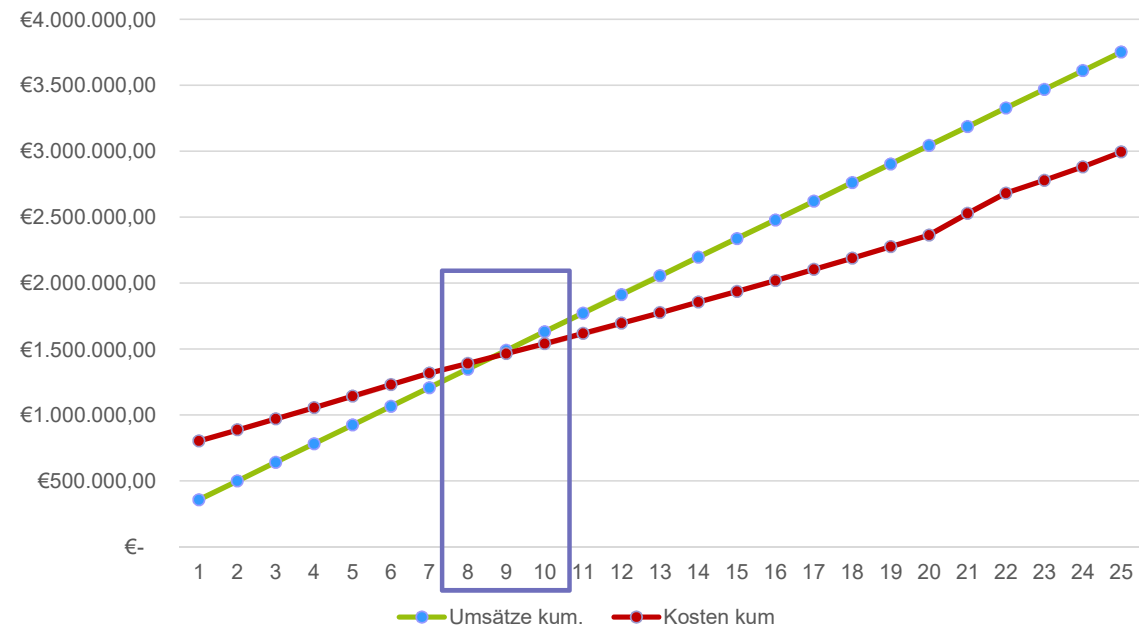
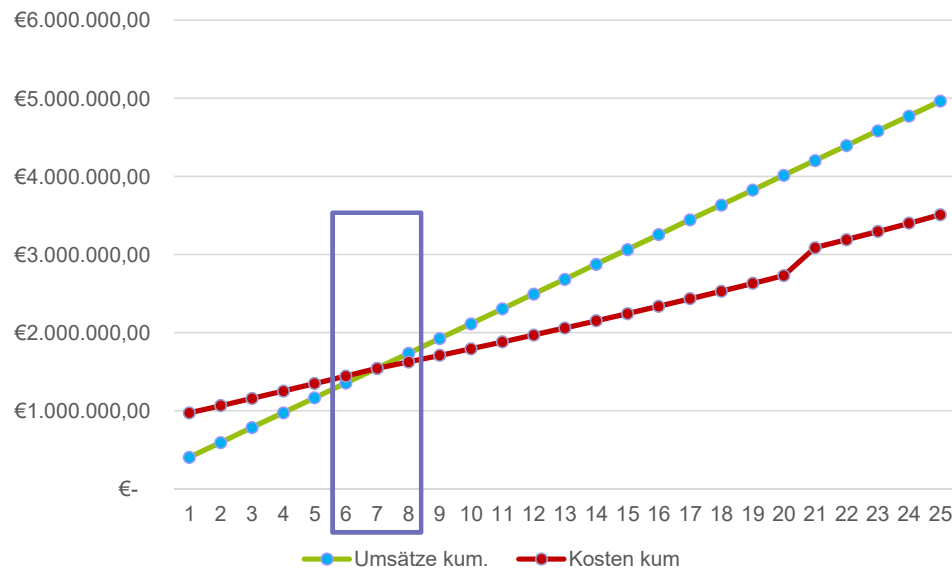
- BHKW in Leistungsgrößen 500 KW, 2MW & 5MW

Szenarien der Wirtschaftlichkeit – 500kW_{el}

BGA: 8322 Vollaststunden & Abnehmerstruktur für Geothermie: 3650 Vollaststunden

Amortisationszeit nach Strom-, Wärme- und Kälteverkauf

AWN - Abgasverstromung + geotechnik heiligenstadt
- Erdwärmesondenspeicher



Rentabilitätsanforderung AWN unter aktuellen Bedingungen: Mind. 4 Jahre EEG-Restlaufzeit

© AWN GmbH strom-aus-abgas.de

ebenso für den Fall der 2,25-fachen Überbauung

Es wird darauf hingewiesen, dass infolge der Variabilität an Parametern jede Standortbewertung einer Einzelfallprüfung zu unterziehen ist.

Szenarien der Wirtschaftlichkeit – 5MW_{el}

größere Speicher amortisieren schneller

2,25-fache Überbauung; 3699 Vollaststunden der BGA
ca. 1500 Bohrungen für $5,3\text{MW}_{\text{th}}$; Preis / kW ca. 800,-€

→ aus 27,5 GWh werden nach 30 % Speicherverlusten 19 GWh gewinnbare Wärme aus dem Gebirge

Das ist schon sehr ineffizient, insofern wäre es günstiger,

nach Optionen in der Tiefengeothermie zu suchen.

Vorsicht: Grundsätzlich Einzelfallprüfung

Aufgrund der Standortverhältnisse = Geologie, BGA-Anlagengegebenheiten/Energieabnehmerstruktur

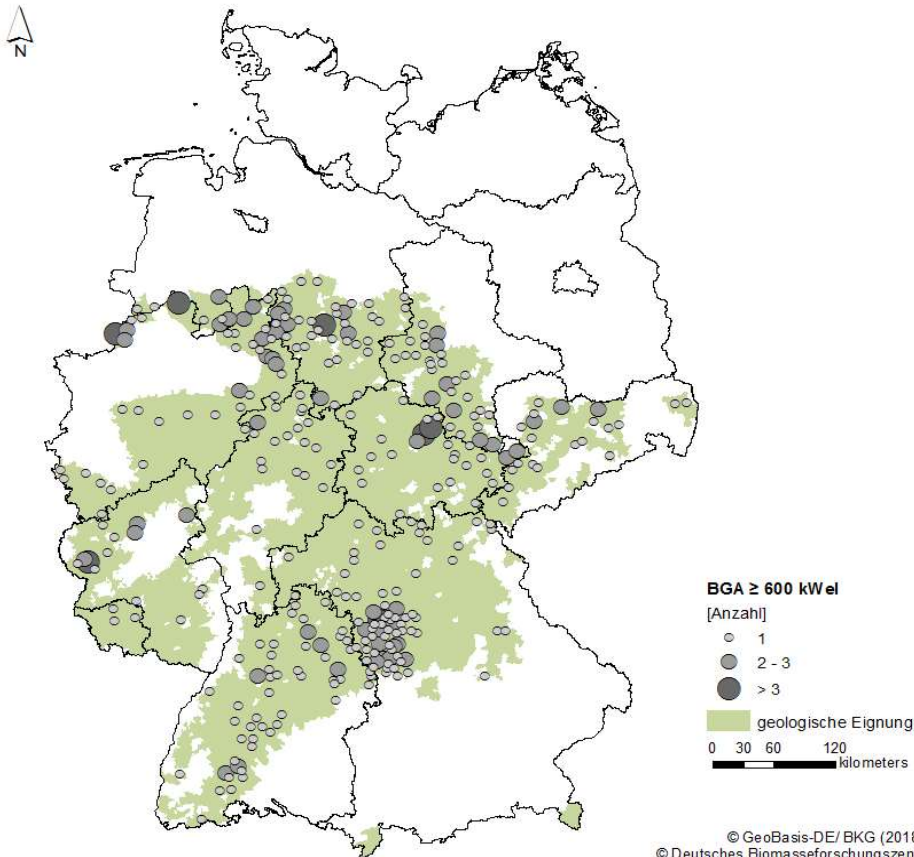
Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen

Gemeinsam mit dem DBFZ

Bisherige Ergebnisse:

- Amortisation bleibt i. d. R. < 10 Jahre; wie genau = Einzelfall
- Der Verkauf von Wärme + Kälte verbessert die Amortisation maßgeblich
- Anforderungen individuell – nicht nur untertägig und Lastprofile der Abnehmer, sondern auch von Seiten der BGA.
- Preisdegression für EW-Sondenspeicher pro kW ca. 1300 € (500 kW_{el} BHKW) bis 900 € (2MW_{el} BHKW)
- Kunstgriff bei kleinen, nicht überbauten Anlagen zur Amortisationsverbesserung durch Abgasnachverstromungseinheit von AWN

Hochrechnung – Anlagenbestand Deutschland



IPM:

- Ableitung deutschlandweiter Auswahl an geologischen Eignungsregionen aus GIS-Daten der Geologischen Dienste.

DBFZ:

- für geologische Eignungsgebiete wurde der Biogasanlagenbestand analysiert
- Unter Berücksichtigung einer notwendigen Anlagengröße von ≥ 600 kW_{el} installierter Leistung wurden rd. **400 potenzielle Biogasanlagenstandorte** für Deutschland
- Diese wurden IPM für die weitere geologisch-hydrologische Analyse übermittelt → Weitere Eingrenzung der Standorte nach hydrogeologischer Analyse etc. durch Projektpartner
- qualitative Einordnung der Standorte mit/ohne Wärmenutzung (vgl. DBFZ-Report 32)

Geothermie || Großwärmespeicher

Derjenige, der speichern will, benötigt Baugrunduntersuchungen (KRB)...



...zur Standfestigkeit der Fundamente des Großwärmespeichers / Tiefengeothermiebohrplatzes oder zur Abdichtung des SONDENSPEICHERS.



Nachnutzungskonzept – Erste einzuleitende Schritte

1. Baugrunduntersuchungen
2. dazu: Altdatensichtung + Telefonat Behörde
3. Aufschlussanaloguntersuchung oder direkt Großwärmespeicher.



© Raufuss



© Raufuss



© geotechnik.com

Fazit

Geothermie ist immer eine prüfenswerte Option.

- Eine Standortbewertung über Kleinrammbohrungen [KRB] stellt keinen wirtschaftlicher Verlust dar.
- Kleinrammbohrungen für die weitere Einschätzung:

Was ist an Ihrem Standort wirtschaftlich und technologisch effizient? Einzelfallprüfung erforderlich.

Mehr Chancen statt Risiken

- Erdwärmesondenfeld auch nachträglich skalierbar an Energieabnehmerstruktur
- Rückbau der BGA kein Problem für Erdwärme:
 - Sondenfeld hält > 50 Jahre und funktioniert; Wärmepumpen müssen ersetzt werden (15 - 20a)
 - auch ohne BGA: Heizen + Kühlen immer möglich



© Raufuss

© Raufuss

Baugrunduntersuchungen helfen: dem Klima, der Energiewende, den BGA-Betreibenden

Dr. Ingo Raufuss

c/o

geotechnik heiligenstadt gmbh

Aegidienstraße 14

37308 Heilbad Heiligenstadt

info@geotechnik.com

www.geotechnik.com

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



Institut für Angewandte
Bauforschung Weimar

Bauhaus-Universität
Weimar



Ihr GIS-Dienstleister in Mitteldeutschland

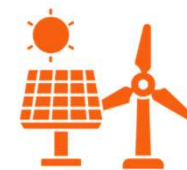
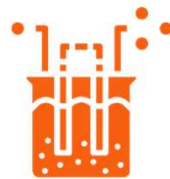


Deutsches Biomasseforschungszentrum **DBFZ**
gemeinnützige GmbH



Neue Möglichkeiten für Biogasanlagen durch die Vermarktung der Treibhausgasminderungsquote

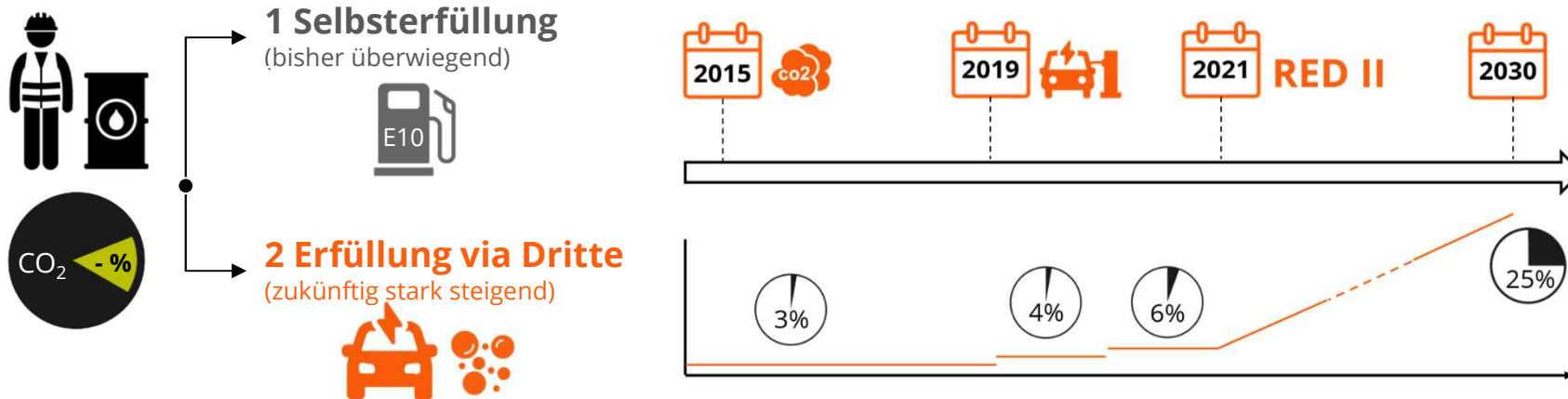
Johan Grope | Leipziger Biogasfachgespräch, 03.11.2021



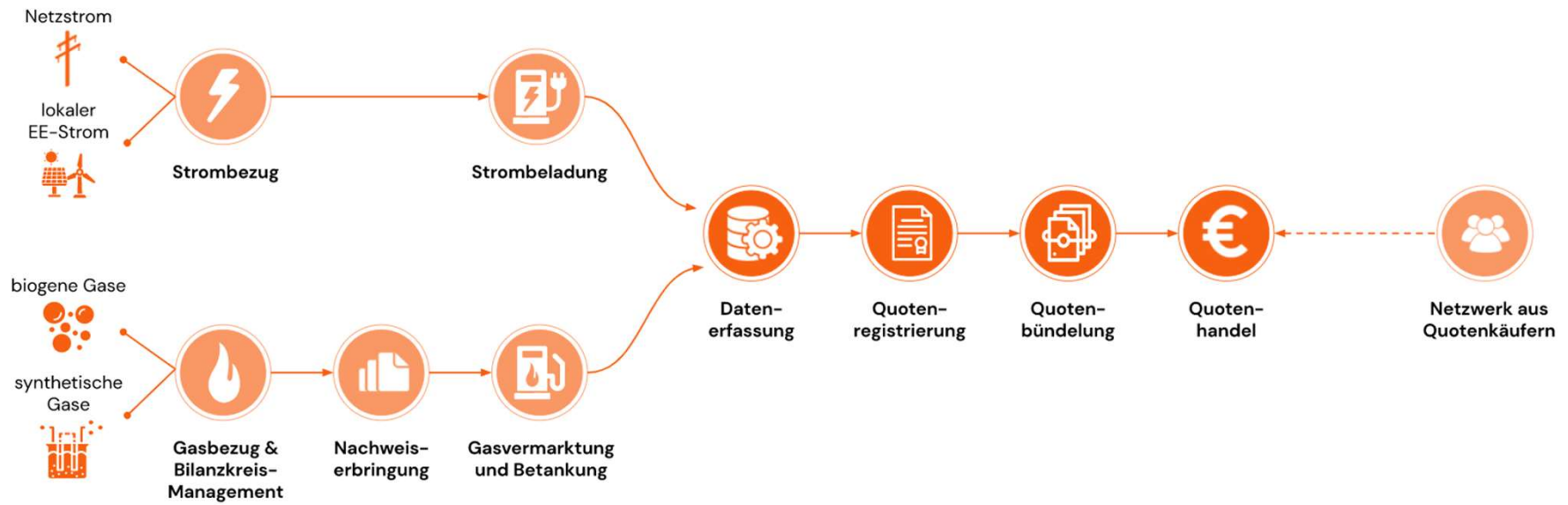
ERSCHLIESSEN SIE ZUSATZERLÖSE AUS IHREN
EMISSIONSEINSPARUNGEN EINFACH UND KOSTENLOS

Treibhausgasminderungsquote

THG-Quote: Systemwandel und deutliche Verschärfung

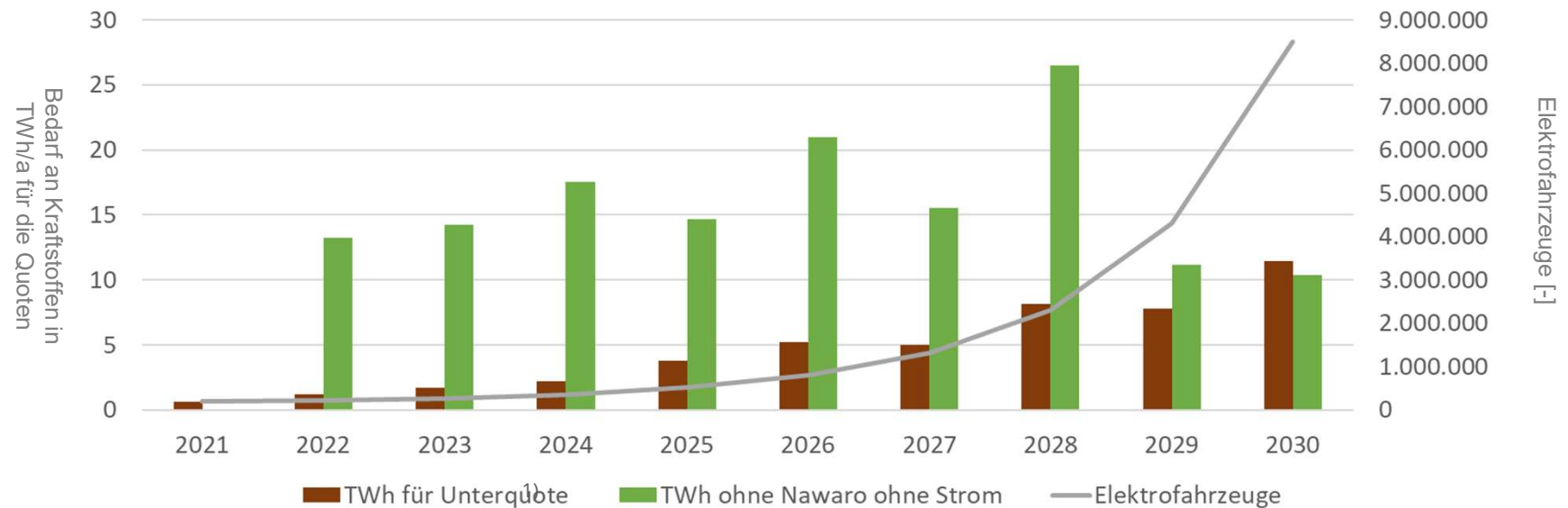


Unsere Dienstleistungen



Bedarf an THG-Quote

eQuota



1) Biokraftstoffe aus: Biotonne, Stroh, Mist, Gülle, Klärschlamm, Rohglycerin, entkernte Maiskolben, Abwässer aus Palmölmühlen (nur bis 2026), Nussschalen, Hülsen, anderes zellulose- oder lignozellulosehaltiges Material, keine strombasierten Kraftstoffe

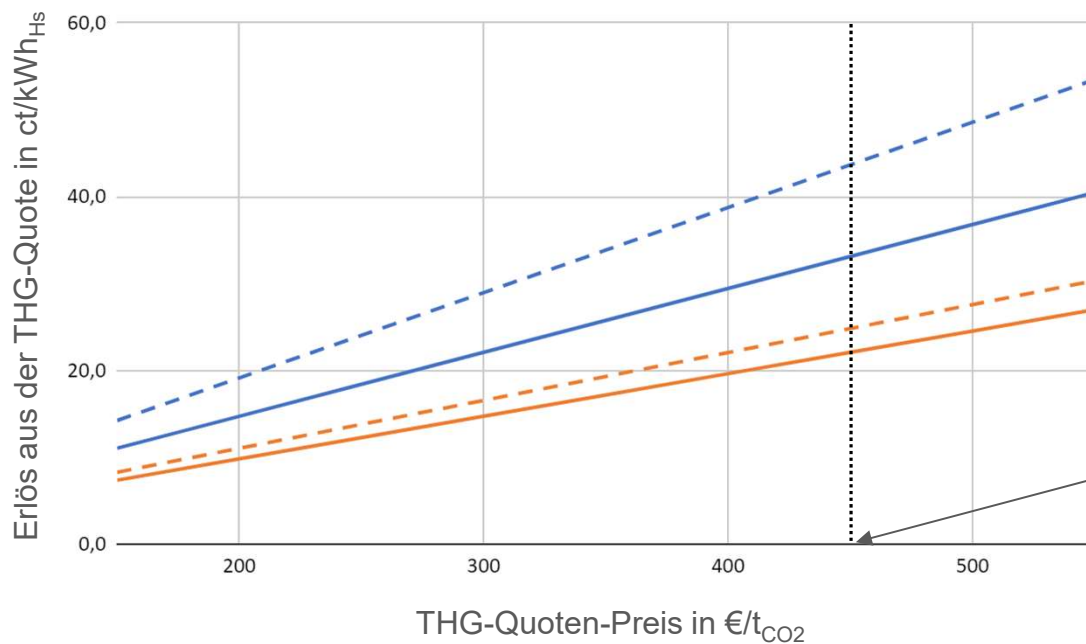
Bei Übererfüllung der Unterquote werden Mengen bis max. 2,6 % **doppelt auf die Quotenerfüllung angerechnet**

1

Sind zwar nicht die exakten Zahlen nach dem letzten Entwurf, aber für die Message müsste da reichen.

Johan Grope; 14.09.2021

Erlöse aus der THG-Quote



Annahme:

- Gülle-/Mist-Biomethan
- -60 bis -95,7 g_{CO2}/MJ
- Aufpreis für Unterquote:
+ 50 bis + 100 %
(abzgl. 10 €/t_{CO2})

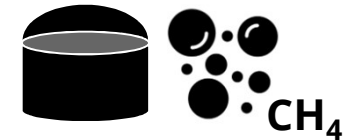
Aktueller Quotenpreis für
2022: 450 €/t_{CO2}

— Erlöse mit Unterquote — Erlöse ohne Unterquote

Erlösbeteiligung Tankstelle

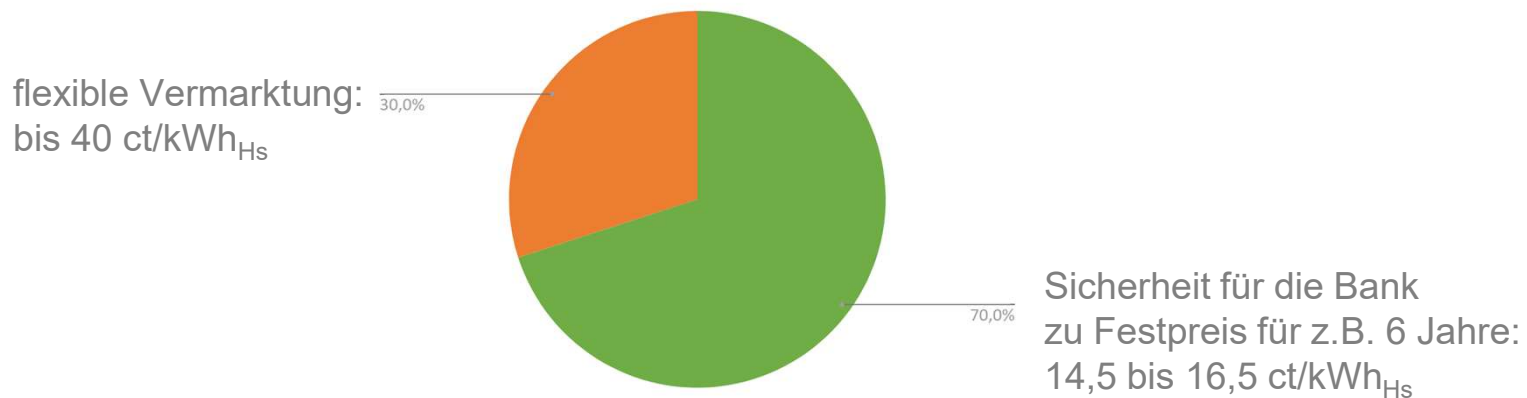
eQuota

Quotenpreis ca. 200-400 €/t _{CO2}	spez. THG-Minderung in g _{CO2} /MJ	Erlösbeteiligung in ct/kWh _{H₂} *	Mehrerlös ggü. fossiles CNG in € pro GWh**
Biomethan (Gülle/Mist)	-95,7	9,0 - 10,0	50.000 - 60.000 €



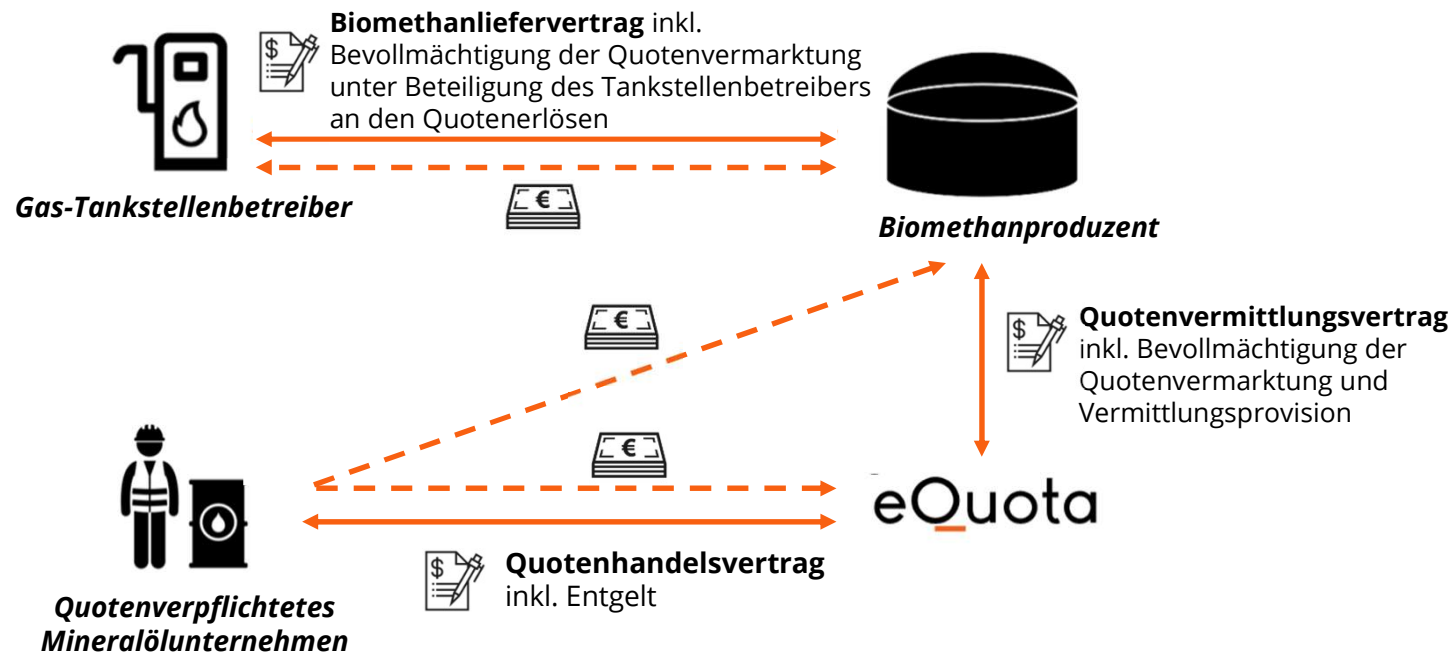
* Beispielhafte Erlösbeteiligung an der THG-Quote bei einem Biomethanbezugspreise von 6 ct/kWh_{H₂}

** Bei einem CNG-Einkaufspreis von 2 ct/kWh_{H₂} (ab 2022 nicht mehr quotenfähig)



Vertragskonstellation

eQuota



Unterstützung bei Direktvermarktung



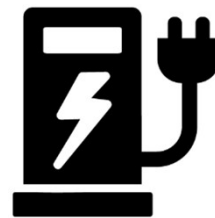
		eQuota	Partner	Format	Häufigkeit
1	Überblick - Vermarktung von Biomethan als Kraftstoff	federführend		Web-Meeting (Terminbuchung hier)	einmalig
2	Optimierung des Anlagenbetriebs (insb. Substrateinsatz) für die Vermarktung als Kraftstoff	unterstützend	x	schriftliche Empfehlungen	einmalig + Validierung
3	THG-Berechnung als Grundlage der Nachhaltigkeitszertifizierung	unterstützend	x	schriftlicher Bericht als Vorlage für TÜV, etc.	einmalig + Auffrischung
4	Nachhaltigkeitszertifizierung nach RED II	unterstützend	x	Zertifikat	jährlich
5	Vermittlung von Gas-Tankstellenbetreibern als Käufer des Biomethans	federführend			kontinuierlich
6	Portfoliomanagement	federführend			kontinuierlich
7	Bilanzkreismanagement	unterstützend	x	schriftliche Berichte	monatlich
8	Abwicklung der THG-Quotenprozesse (Nabisy, Zoll)	federführend		Nachhaltigkeitsnachweis; Bestätigung Hauptzollamt	jährlich
9	Vermarktung der THG-Quote an Quotenverpflichtete Mineralölunternehmen	federführend		Verträge, Erlösreports	jährlich (ggf. unterjährig)

E-Mobilität



1 eigene E-Flotte

- bis 330 €/Jahr je E-PKW
- bis 10.000 €/Jahr je E-NFZ
- Fahrzeugschein erforderlich
- pauschale Abrechnung (aktuell 1.943 kWh/a)



2 Öffentliche Ladesäulen

- bis 18 ct/kWh
- kombinierbar mit Pauschalanrechnung eigener E-Fahrzeuge
- halb-öffentliche (Kundenparkplatz, Tiefgarage, ...)

eQuota

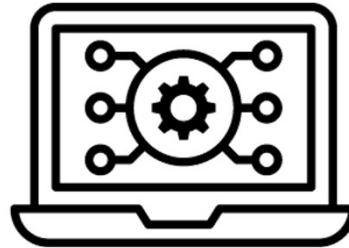


Datenmanagement & Kommunikation eQuota



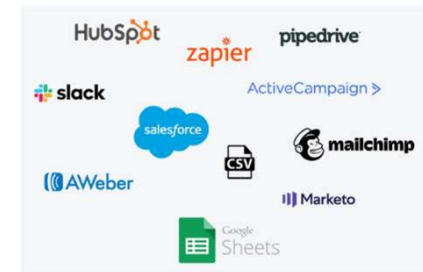
Manuell über Kundenbereich

- die erforderlichen Daten und Nachweise können im Backend eingereicht werden
- Einsicht in die Einsendungen der Stromkunden und Statusmeldungen



API-basierte Architektur

- kann mit jedem Gerät, System etc. per API kommunizieren
- alle Parameter können gelesen, übertragen und bearbeitet werden
- z. B. Ihr System liest aus unserem System die Kunden aus, für die die Abwicklung abgeschlossen ist

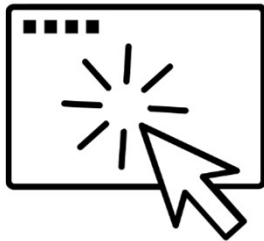


Integrationen von Web-Apps

- eQuota bietet die Anbindung in zahlreichen Web-Apps
- Messaging-Dienste (z. B. Slack), CRM-Systeme, E-Mail- und Kalenderprogramme

Unser Kundenversprechen

eQuota



minimaler Aufwand:

- automatisierte, digitale Prozesse
- einfache Integration in eigene Webseite, Portale & Prozesse



100 % Transparenz:

- Dateneinsicht über unser Kundenportal
- transparente Erlöse und Marktpreise



maximal Erlöse:

- Quotenbündelung
- Marktkenntnis
- großes Käufer-Netzwerk

VIELEN DANK FÜR IHRE AUFMERKSAMKEIT

Dipl.-Ing. Johan Grope

Geschäftsführer

+49 30 629 304980

+49 172 5770415

j.grope@equota.de

eQuota GmbH

Bouchéstraße 79B

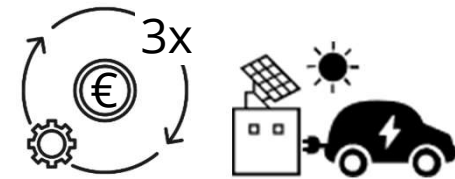
12435 Berlin

Deutschland

www.equota.de

THG-Quoten & Erlöse bei Ladestrom eQuota

bei Quotenpreisen von ca. 200 - 400 €/t _{CO2}		t _{CO2} /MWh	ct/kWh	€/PKW
2021	1-fach	0,13	2-4	40-80
ab 2022	3-fache	0,43*	8-16	150-300
	3-fache bei lokalen EE-Strom	0,91	18-36	

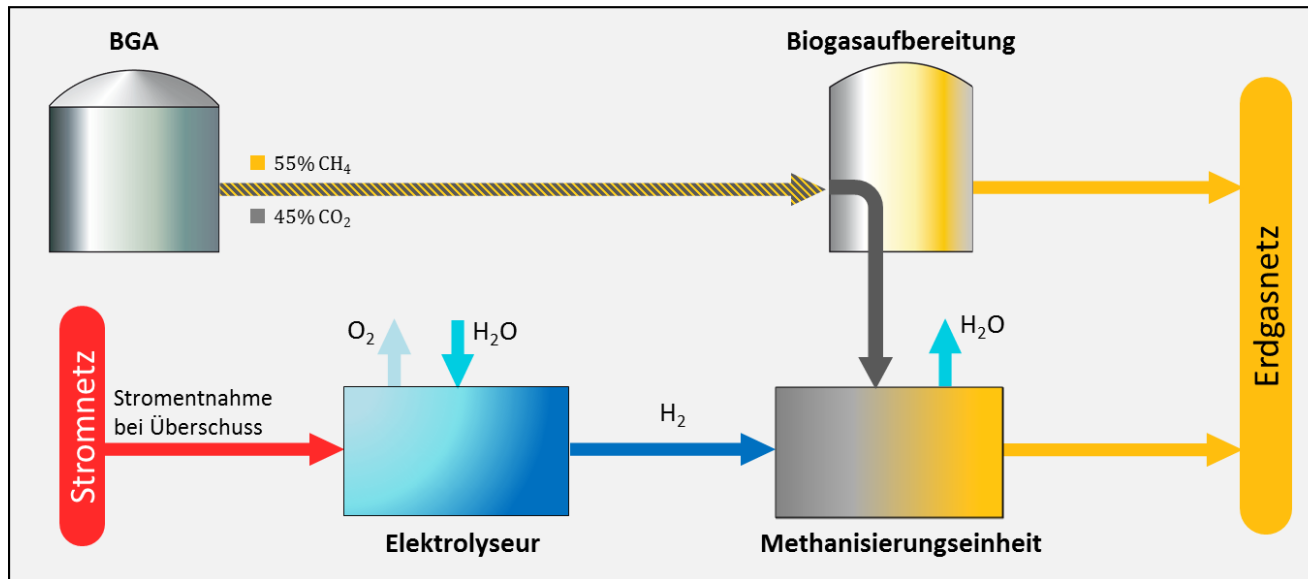


- ✓ Begrenzung der Mengen konventioneller Biokraftstoffe
- ✓ Anhebung der Pönale von 470 auf 600 €/t_{CO2}
- ✓ Bei starkem Ausbau der E-Mobilität → Anhebung der THG-Quote

$$\underbrace{94,1}_{\text{fossiler Referenzwert}} \underbrace{[g_{CO_2}/M]} \times \underbrace{0,93}_{\text{spez. CO}_2\text{-Emission dt. Strommix}} - \underbrace{(119}_{\text{Effizienz-faktor}} [g_{CO_2}/M]) \times 0,4) \times \underbrace{3,6}_{\text{dreifache Anrechnung ab 2022}} [MJ/kWh] \times 3 \times 1.000 [MWh/kWh] / 1.000.000 t_{CO_2}/g_{CO_2} = 0,43 t_{CO_2}/MWh$$

Biogas-Fachgespräche 2021/22

Ganzheitliche Bewertung der Integration von Power-to-Gas-Konzepten in Biogas- und Biomethananlagen einschließlich der Entwicklung von Geschäftsmodellen für regenerative Gase.



AGENDA

- Vorstellung Projektziele
- Anlagenpotenzial für BGA-PtG² Konzepte
- Potenzial für Anlagenverbünde
- Übersicht BGA-/BGAA-PtG Anlagenkonzepte
- Katalytische Methanisierung
- Gasgestehungskosten
- Kundenpräferenzen und Zahlungsbereitschaft für regenerative Gase

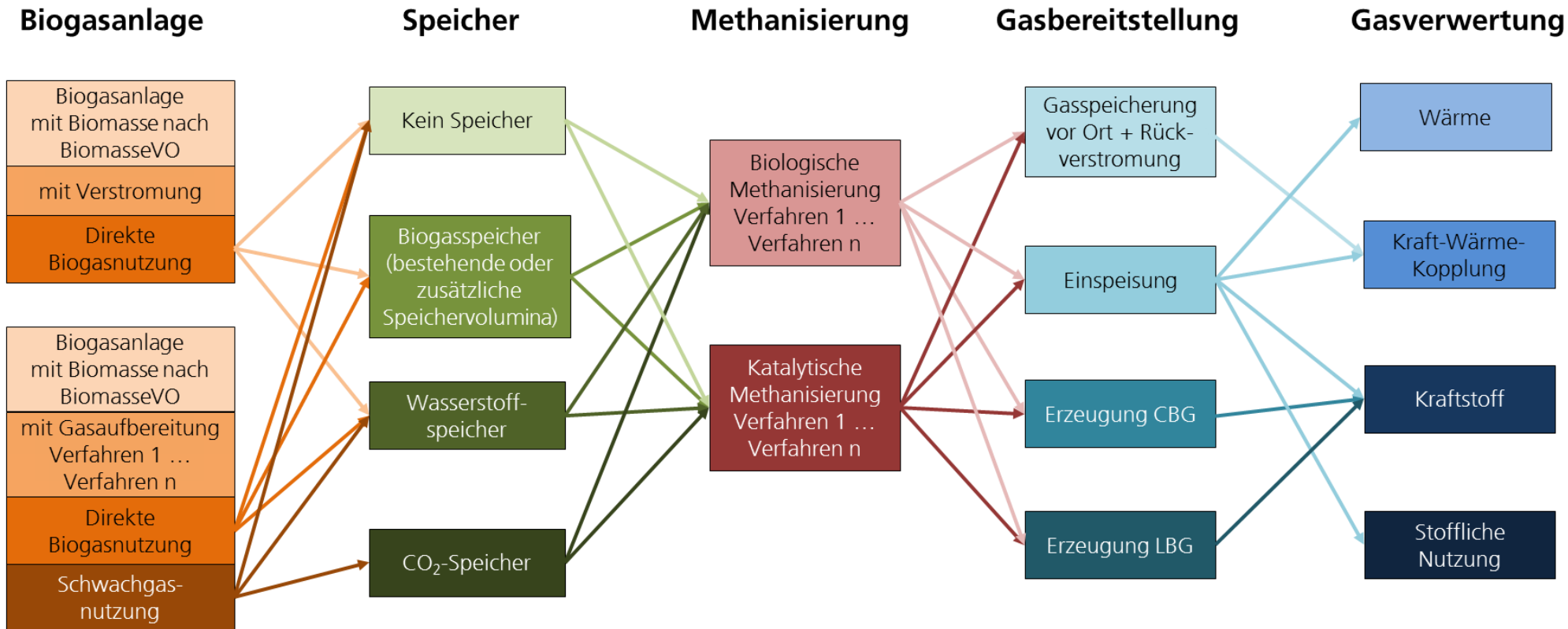
Wissenschaftliche und technische Arbeitsziele

- Welche technischen Konzepte sind für verschiedene vorhandene BGA und BGAs für eine Kombination mit PtG-Anlagen aus technischer, wirtschaftlicher und Klimaschutz-Sicht (THG-Emissionsminderung) am geeignetsten?
- Wie groß ist das Potenzial für die jeweiligen geeigneten Konzeptvariationen in Deutschland?
- Welche Gesteungskosten lassen sich unter Einbezug aller technischer Komponenten und notwendigen Eduktkosten (H_2 und CO_2) im Post-EEG-Fall für die erneuerbaren Gase SNG und Biomethan unter Berücksichtigung der Verwertungswege erreichen?
- Zu welchen Preisen können die erneuerbaren Gase vermarktet werden (u.a. Zahlungsbereitschaft von Konsumenten), um ein Geschäftsmodell aufzubauen und in welchem Zeithorizont wäre dieses umsetzbar?
- Wie können die regenerativen Gase an Haushalte und Unternehmen erfolgreich vermarktet werden (u. a. auf Basis der Präferenzen für die verschiedenen Produktoptionen und Produktattribute)?

Anlagenpotenzial für BGA-PtG² Konzepte

- PtG-Konzepte sowohl für Biogasanlagen (BGA) als auch für Biogasaufbereitungsanlagen (BGAA)
- Auswahl der Biogasanlagen für weitere Analysen anhand der Einsatzstoffe
 - Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo)
 - Abfallvergärungsanlagen (braune Tonne)
 - Landwirtschaftliche Reststoffe
- Auswahl der Biogasaufbereitungsanlagen
 - verfahrensoffen

Variationen für BGA-PtG² Konzepte

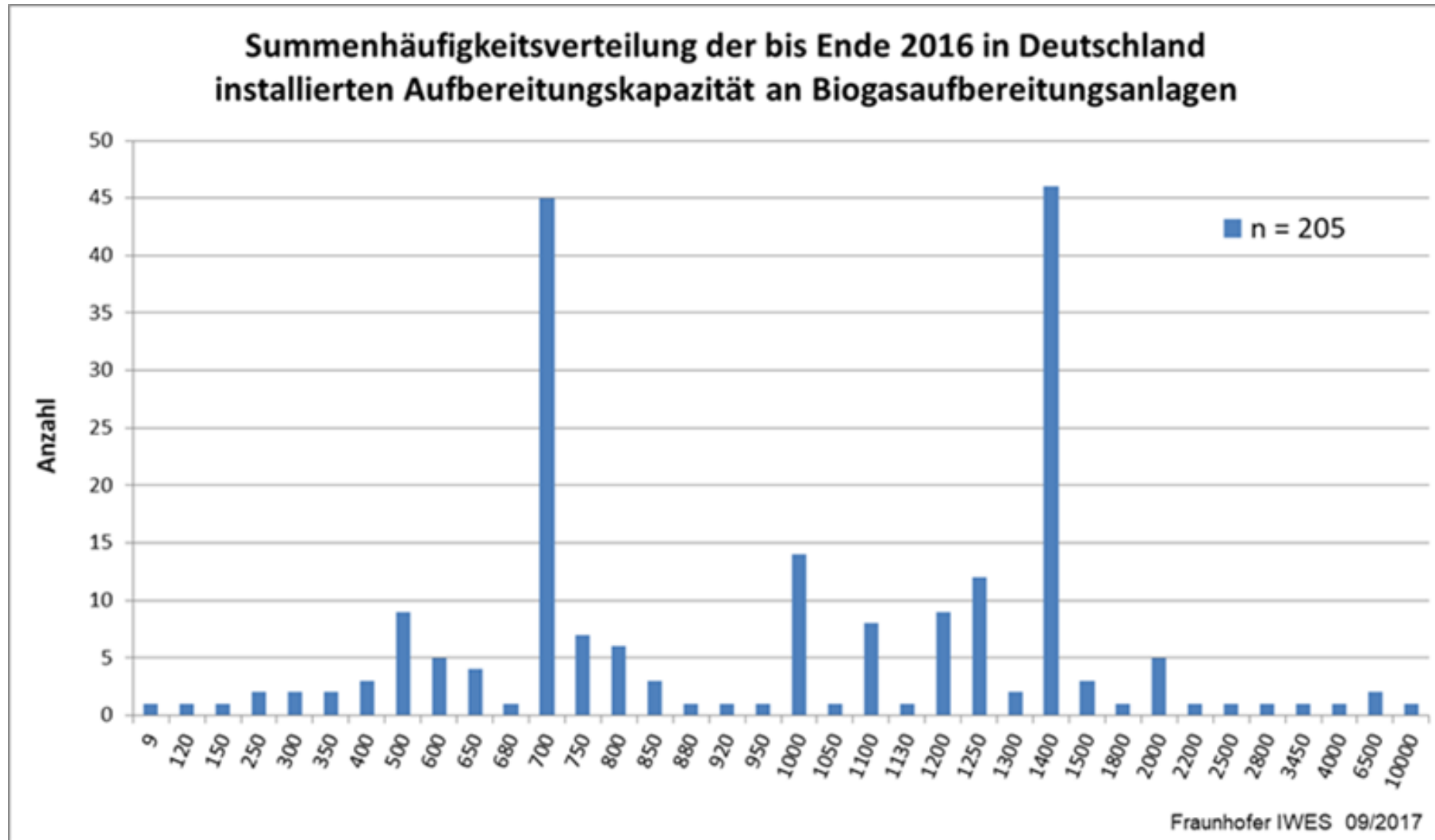


- Vielzahl an theoretisch möglichen Kombinationen
- Ziel: Überblick und Systematisierung der theoretisch möglichen Konzeptvariationen; Auswahl der technologisch geeignetsten Konzepte zur Vorbereitung der technischen und wirtschaftlichen Bewertung

Anlagenpotenzial für BGA-PtG² Konzepte

- Aktueller Bestand an Biogasanlagen
 - rund 9.000 Standorte
 - Installierte elektrische Leistung knapp 6 GW
- Quelle: Stamm- und Bewegungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber
- Auswahl der Größen für die technische und ökonomische Betrachtung (Simulation)
 - Kleinste BGAs eher uninteressant; $> 250 \text{ kW}_{el}$; unteres Quartil
 - Mittlere Größe $\sim 400 \text{ kW}_{el}$; Median
 - Obere Grenze; bis 635 kW_{el} ; oberes Quartil
- Umfasst rund 5.300 Standorte mit $2,2 \text{ GW}_{el}$
- Technische und ökonomische Analyse wird theoretisches Potential noch verändern

Anlagenpotenzial für BGA-PtG² Konzepte



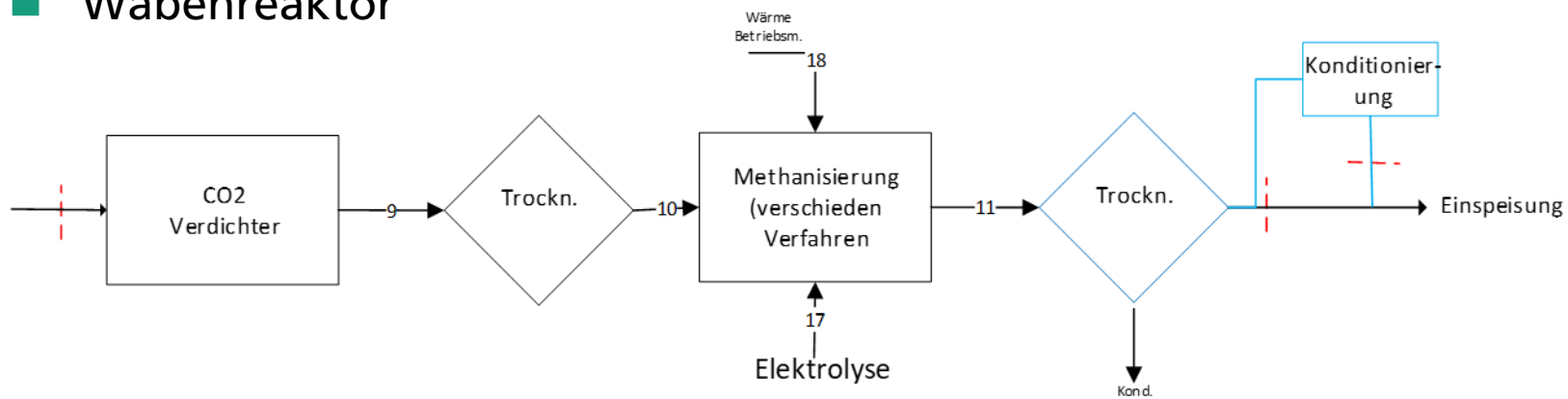
Anlagenpotenzial für BGA-PtG² Konzepte

- Aktueller Bestand an Biogasaufbereitungsanlagen
 - Rund 220 Standorte
 - Installierte Kapazität etwa 250.000 m_n³/h Rohgas
- Quelle: eigene Hersteller- und Betreiberbefragungen
- Auswahl der Größen für die technische und ökonomische Betrachtung (Simulation)
 - Häufigkeit ausgewertet
 - 22% der Anlagen weisen 700 m_n³/h Rohgaskapazität auf
 - 7% der BGAAs weisen eine mittlere Größe ~ 1.000 m_n³/h Rohgaskapazität auf
 - 22% der größeren Anlagen weisen 1.400 m_n³/h Rohgaskapazität auf
- Die gewählte Spannbreite umfasst rund 2/3 des gesamten Bestandes
- Technische und ökonomische Analyse wird theoretisches Potential noch verändern

- Nutzbare Biomethanmenge (BGA+BGAA) gut 12 Mrd. m_N³/a (*DVGW 2019*)

MODELLE METHANISIERUNG

- Festbett (Isotherm)
- Wirbelschicht-/ Wirbelbettreaktor
- Dreiphasenreaktor
- Mikrokanalreaktor
- Wabenreaktor



Unterschiede an der Systemgrenze: Menge, Qualität, Druck.

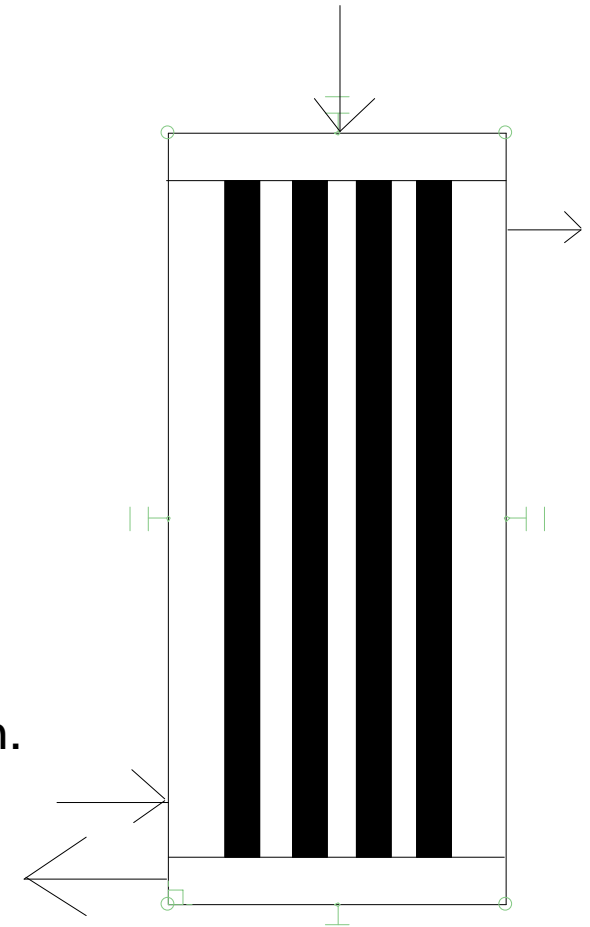
Zum Teil gibt es nur Erfahrungen aus Laborversuchen.

FESTBETT (ISOTHERM)

■ Isothermer Festbettreaktor

- Betriebsdruck: 9 bar
- Betriebstemperatur: 270 – 235 °C
- Datenherkunft: Werlte Reaktor
- Skalierung GHSV Raumgeschwindigkeit = $V_{\text{gas}} / V_{\text{kat}}$

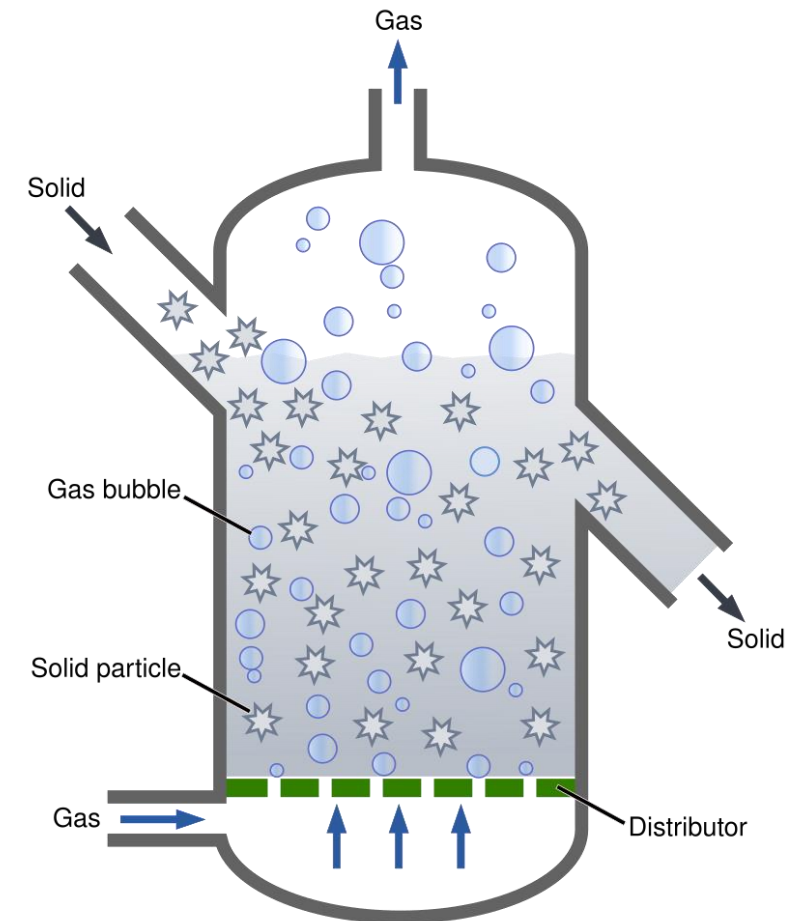
Für diesen Reaktortyp bestehen bereits viele Erfahrungen, daher ist das Risiko bei einem großtechnischen Einsatz geringer als bei anderen Verfahren.



WIRBELSCHICHTREAKTOR

- Betriebsdruck: 4,7 bar
- Betriebstemperatur: 355°C
- Datenherkunft: Laborversuche
- Gasqualität nicht ausreichend für Einspeisung
- Zweiter Reaktor ist notwendig
- Skalierung GHSV Raumgeschwindigkeit = $V_{\text{gas}} / V_{\text{kat}}$

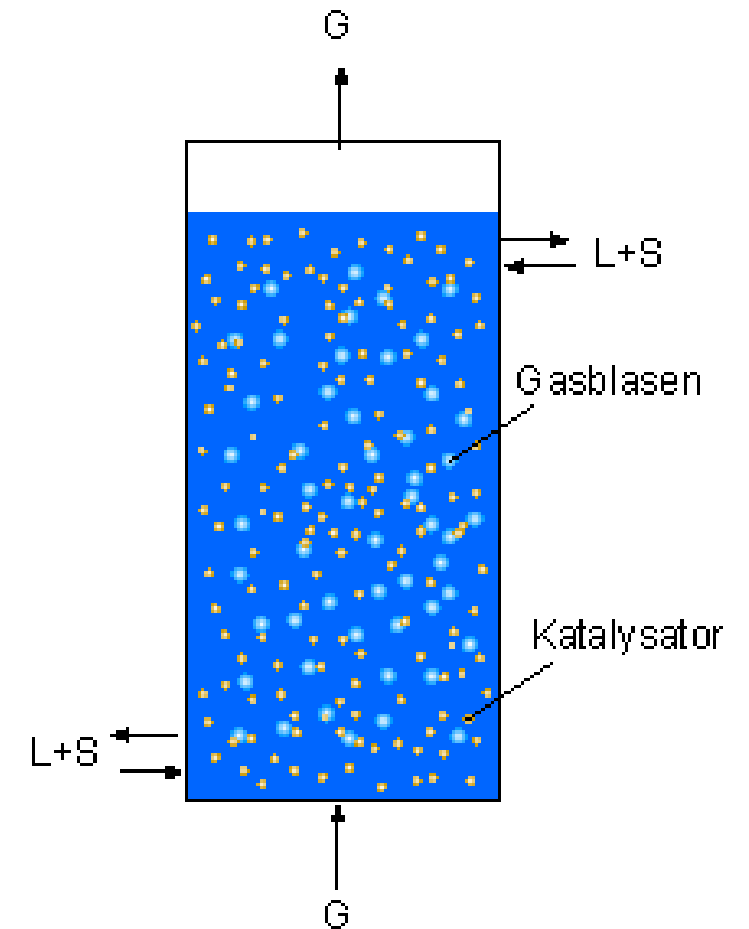
Mit diesem Reaktortyp gibt es bisher nur Laborversuche. Daher ist ein großtechnischer Einsatz noch nicht angezeigt.



DREIPHASENREAKTOR

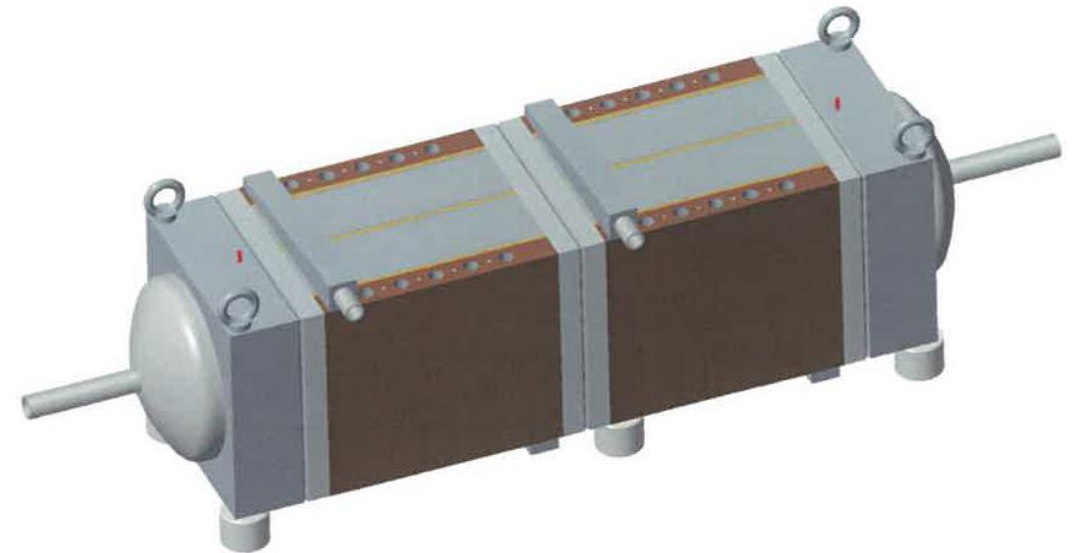
- Betriebsdruck: 20 bar
- Betriebstemperatur: 300°C
- Datenherkunft: Laborversuche/ Simulation
- Gasqualität nicht ausreichend für Einspeisung
- Zweiter Reaktor ist notwendig
- Skalierung GHSV Raumgeschwindigkeit = $V_{\text{gas}} / V_{\text{kat}}$

Auch mit diesem Reaktortyp gibt es nur Erfahrungen aus dem Labor. Daher ist ein großtechnischer Einsatz noch nicht angezeigt.



MIKROKANALREAKTOR

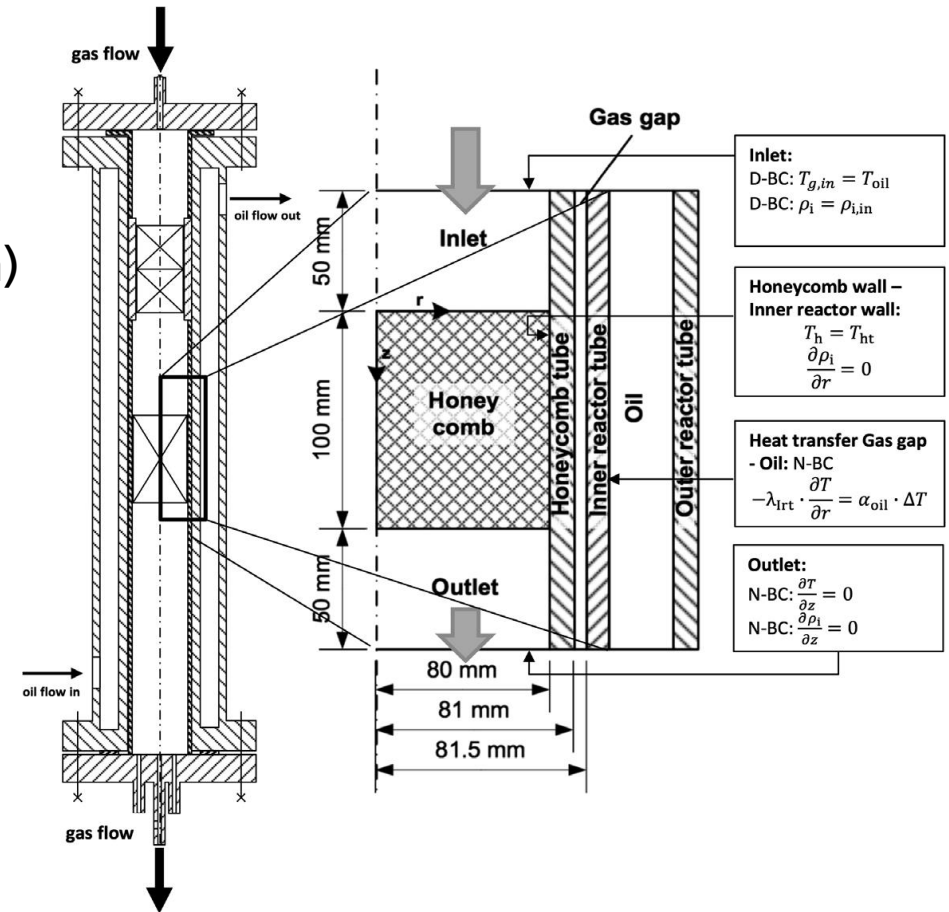
- Betriebsdruck: 16 - 20 bar
- Betriebstemperatur: 300°C – 350 °C
- Datenherkunft: Technikumsversuche
- Gasqualität ausreichend für Einspeisung
- Skalierung GHSV Raumgeschwindigkeit = $V_{\text{gas}} / V_{\text{kat}}$



Für diesen Reaktortyp existieren Ergebnisse aus Technikumsversuchen.
Ein großtechnischer Einsatz kann im nächsten Schritt erfolgen.

WABENREAKTOR

- Betriebsdruck: 16 bar
- Betriebstemperatur: 350 °C
- Datenherkunft: Store & Go
- Gasqualität ausreichend für Einspeisung (2 Stufen System)
- Skalierung über Wärmeleitung (Studie Schollenberger)



Dieser Reaktortyp wird im Store&Go-Projekt in Falkenhagen eingesetzt (1.400 m³/d).

METHANISIERUNG

- Abmessung Reaktoren (Indikator für Kosten)
- Leistung CO₂-Methanisierung äquivalent zu 1 MW_{el} BGA

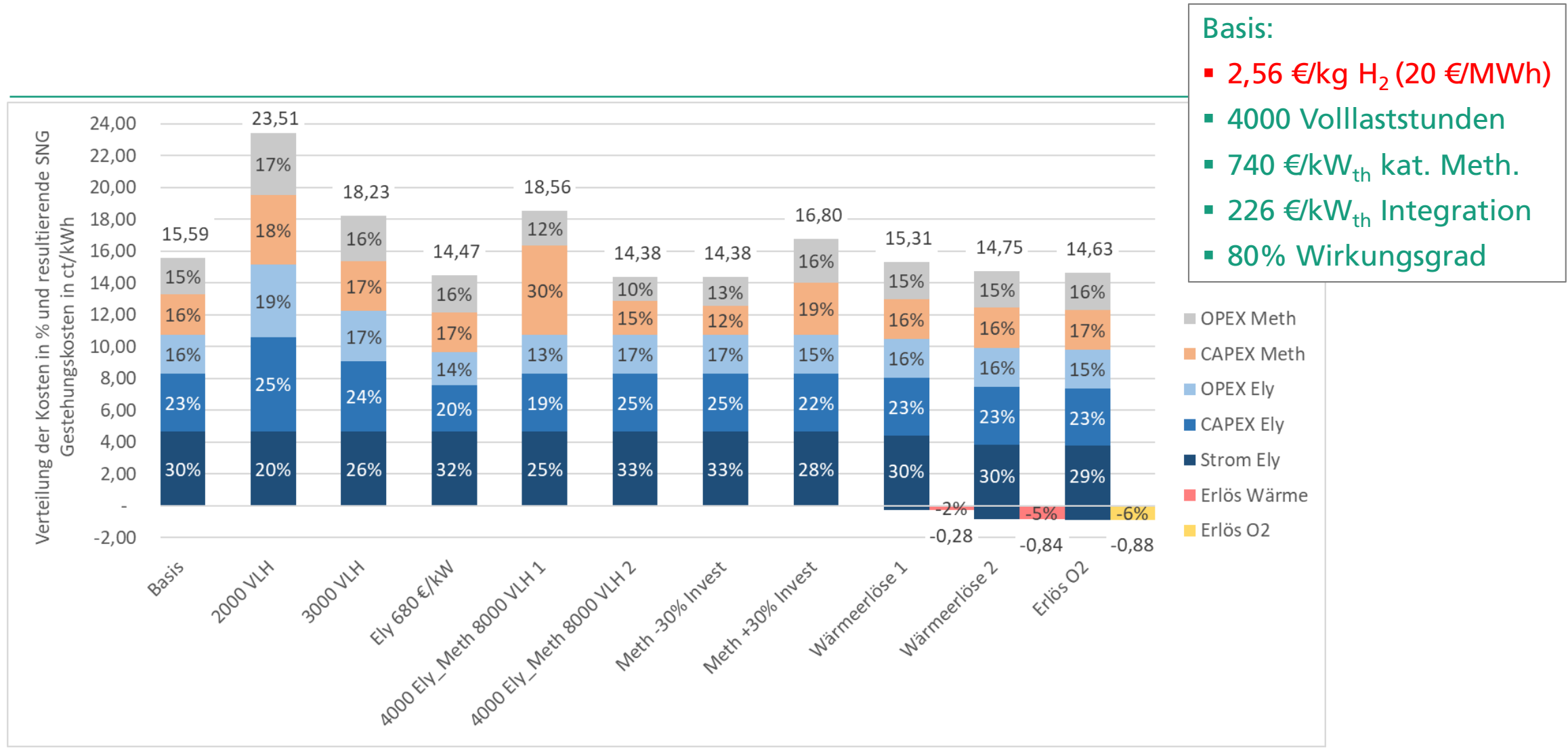
Reaktortyp	Spezifikation	Durchmesser [m]	Höhe [m]
Festbett (Isotherm)	2 stufig	0,5	7
Wirbelschicht	Hauptreaktor & Nachreaktor	1,25	14
Dreiphasen	Hauptreaktor & Nachreaktor	0,45	5,4
Mikrokanal	2 bzw. 3 Reaktoren	1,85	0,6
Wabenreaktor	11 Kat. Reaktoren, 2 stufig	0,4	0,5

Vorläufige Angaben

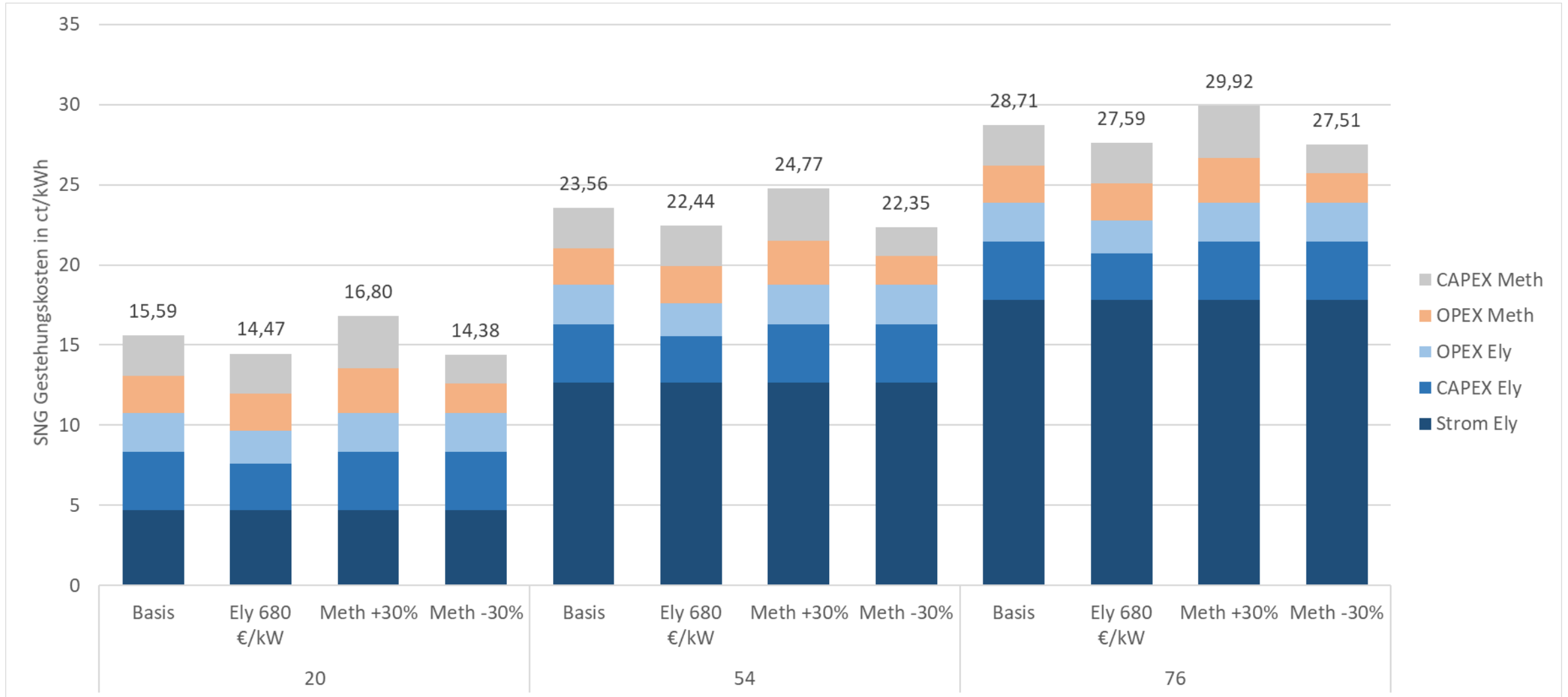
BERECHNUNG DER SNG-GESTEHUNGSKOSTEN

- Es wurden und werden im Rahmen des Projektes Investitions- und Betriebskosten für folgende Komponenten differenziert ermittelt.
 - Katalytische oder biologische Methanisierung
 - Biogaskompressor für verschiedene Volumenströme/Kapazitäten und Drücke
 - Kompressor für CO₂ für verschiedene Volumenströme/Kapazitäten und Drücke
 - Entfeuchtung von Biogas
 - Reinigung von Biogas / Entschwefelung für verschiedene Biogasarten bzw. Gasbeschaffenheiten
 - Aufreinigung von CO₂ für verschiedene Gasbeschaffenheiten
 - Speicher für Biogas, CO₂ und Wasserstoff für die im Projekt relevanten Mengen
 - Integration (Bau, Wasser/Stromanschluss, ...)
 - Gasnetzanschluss, Verflüssigung, ...
- Es erfolgt die Berücksichtigung der Komponenten je nach BGA-PtG-Kombination.
- Einsatz der detaillierten Kosten für die Komponenten erfolgt im Rahmen der Simulation der Konzepte.

VARIATION DER SNG-GESTEHUNGSKOSTEN



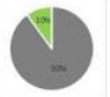

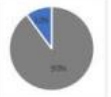






VARIATION DER SNG-GESTEHUNGSKOSTEN



DISKUSSION DER SNG-GESTEHUNGSKOSTEN

- Kosteneinsparungen durch Skalierung, Weiterentwicklung und günstige Verfahrenskombination
- Vorschläge zur Konzeptoptimierung?
- Stromkostenoptimierung / Betriebsmodell für Elektrolyseure
 - Netzdienlicher Betrieb des Elektrolyseurs
 - Betrieb bei negativen Preisen → geringe Volllaststunden
 - Entkopplung Methanisierung von Elektrolyse durch Kombination mit einem H₂-Speicher
- Weitere Lösungsansätze
 - Bewertung der Kosten für den Ausbau H₂-Infrastruktur
 - Verbesserung der Wirtschaftlichkeit durch CO₂-Preise
 - Funktion von PtG als Energiespeicher
 - Zahlungsbereitschaft für Gasprodukte erreichen → SNG im Mixprodukt anbieten

ERSTE ERGEBNISSE AUS DEN CHOICE-EXPERIMENTEN IM WÄRMESEKTOR

	Option 1	Option 2	Option 3	Option 4	Option 5
Produkt-zusammen-setzung	 Erdgas-Anteil: 90% Biomethan-Anteil: 10%	 Biomethan-Anteil: 100%	 Erdgas-Anteil: 90% PtG-Anteil: 10%	 PtG-Anteil: 100%	 Erdgas-Anteil: 100%
Labels					
Regionalität	In der Region	In der Region	Nicht in der Region	Nicht in der Region	
Biomethan-Stämmigkeit	Energiepflanzen-Stämmigkeit	Mix aus Energiepflanzen und Abfall			
Anbieter-Typ	Konzern (wie bspw. RWE oder EnBW)	Stadtwerk	Genossenschaft	Genossenschaft	
Jahrespreis	1385.0 €	1856.4 €	1001.0 €	4550.0 €	910 €

Screenshot online Fragebogen

ERSTE ERGEBNISSE AUS DEN CHOICE-EXPERIMENTEN: MEHRZAHLUNGSBEREITSCHAFT

- Über die Variation einzelner Produktattribute bzw. deren Ausprägungen lassen sich Mehrzahlungsbereitschaften realisieren und dementsprechend messen
 - Beispielprodukt: 95% Erdgas, 5% PtG-Gas
 - Regionale Produktion -> 5,62% MZB (Referenz: Nicht regionale Produktion)
 - TÜV-Label -> 5,7% MZB
 - GSL-Label -> 4,5% MZB
 - TÜV- und Fake-Label -> 9,3% MZB
- } Referenz: Kein Label

Vielen Dank für Ihre Aufmerksamkeit

Dipl.-Ing. Uwe Hoffstede

Bereich Energieverfahrenstechnik

Fraunhofer Institut für Energiewirtschaft
und Energiesystemtechnik

Telefon: 0561 7294 438

E-Mail uwe.hoffstede@iee.fraunhofer.de

www.iee.fraunhofer.de



Hessisches Biogasforschungszentrum HBFZ, Bad Hersfeld

>> **Europarechtliche Impulse durch die
Düngemittelverordnung**
Chancen und Hemmnisse für die Bioökonomie

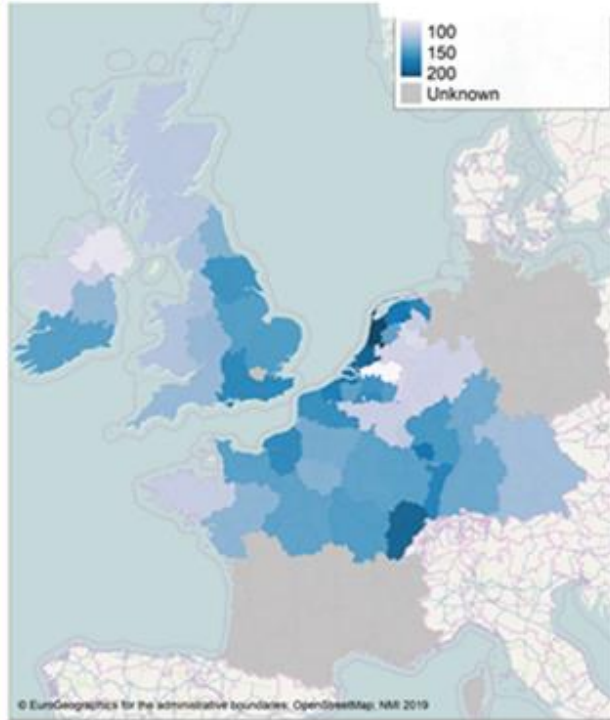
BiogASFachgespräch, 03.11.2021

Anna Bur, IZES gGmbH

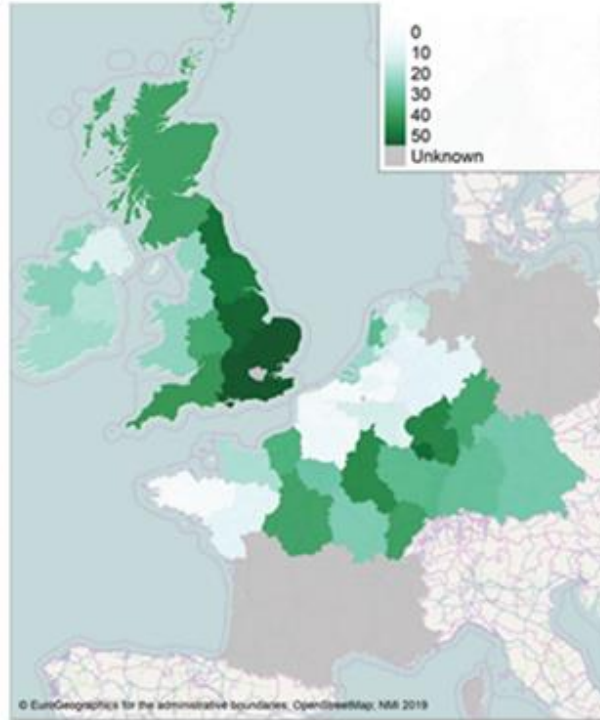
Ausgangssituation

Warum stellt die EU Verordnung 2019/1009 eine große Chance dar?

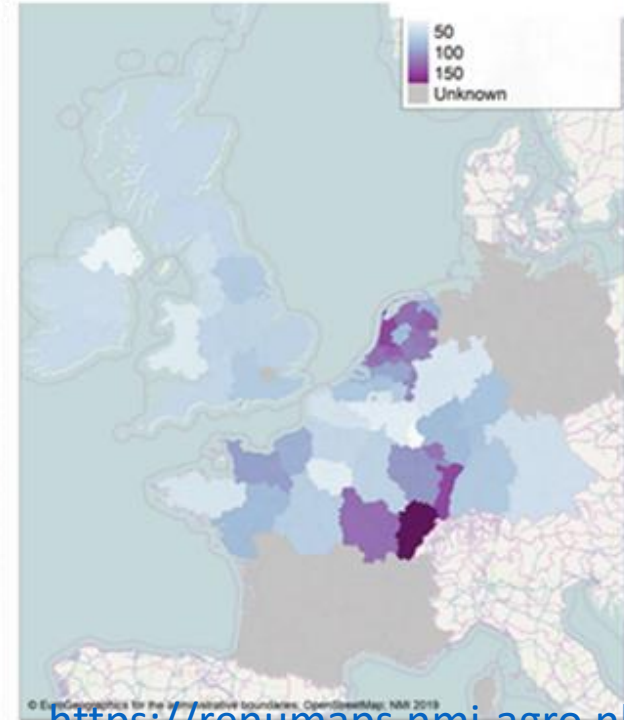
RDF N demand [kg ha⁻¹]



RDF P₂O₅ demand [kg ha⁻¹]



RDF K₂O demand [kg ha⁻¹]



<https://renumaps.nmi-agro.nl/>

RDF = Recycling-derived Fertiliser = organische **Recyclingdünger**

Im Vergleich zur Ausgangsmaterial (Biomasse):

- hohe Nährstoffkonzentration
- verbesserte Nährstoffverfügbarkeit

Überblick: Rechtliche Lage in NWE



	Compost	Digestate pellets	Struvite	Ashes	Ammonium sulphate	Ammonium nitrate
EC 2003/2003	not included	not included	Yes?	Not included	N% too low	If N% >15%, or manure?
Netherlands	yes	Yes (conditioned)	yes	no	yes (some)	manure?
Belgium	certification	Yes (conditioned)	If derogation	If derogation	yes	manure?
Germany	yes	Yes (conditioned)	yes	Yes (limited)	yes	manure?
France	yes (NFU)	yes (NFU)	no	If derogation	??	manure?
Ireland	yes	Yes (conditioned)	no	no	??	manure?

Source: Nutrient Management Institute BV *nmi*

Keine Harmonisierung auf EU-Ebene:

- unterschiedliche Rechtslagen auf Nationalstaatsebene und somit
- erschwerter Marktzugang (bei grenzüberschreitendem Handel);
- Vereinzelt Ausnahmeregelungen möglich

Chance: Zielsetzung der neuen EU Verordnung

Aktuelle Hemmnisse

2003/2003 ist die derzeit gültige EU Norm für den grenzüberschreitenden harmonisierten Düngemittelmarkt in der EU

- gilt bisher nur für chemische und mineralische Düngemittel und
- Deckt nur 50 % des europäischen Düngemarktes ab
- Organische Recycling Dünger sind von dieser Verordnung ausgenommen

Für organische Düngemittel gelten:

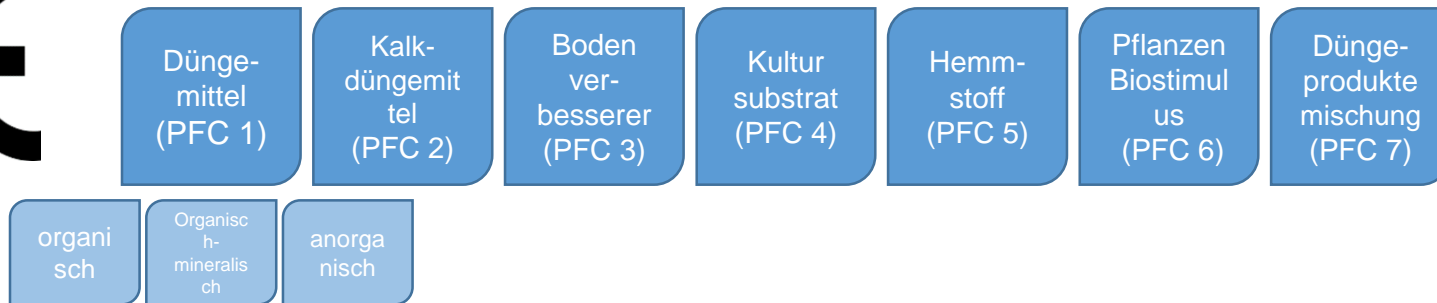
- Abfallrecht und Tierische Nebenprodukte Recht schränkt organische Düngeprodukte ein
- Administrativen Einschränkungen und nationales Recht

EU Verordnung 2019/1009

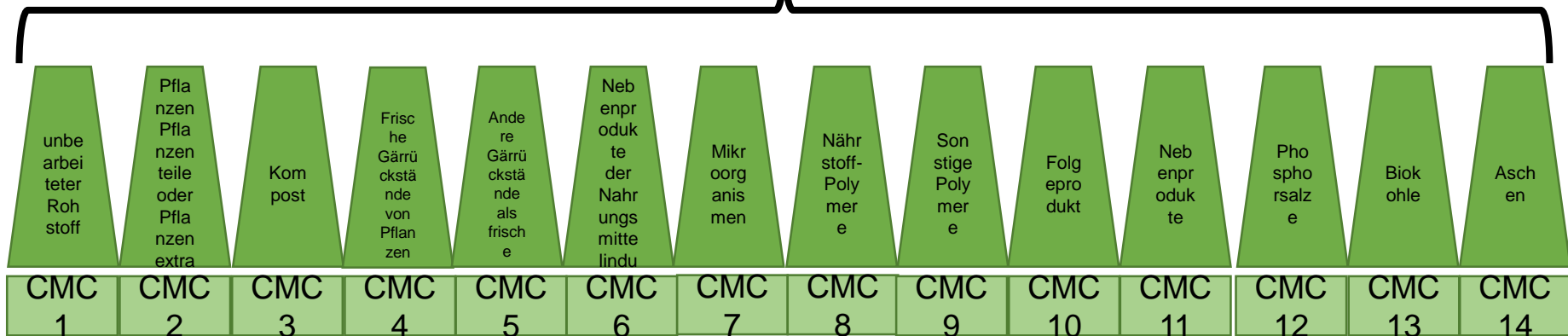
- Öffnung des Binnenmarktes für organische Recyclingdünger
- Stärkung der Kreislaufwirtschaft und Schließung von Nährstoffkreisläufen
- für gemeinsame Regeln für die Sicherheits-, Qualitäts- und Kennzeichnungsanforderungen
- Grenzwerte für toxische Schadstoffe (Schwermetalle)
- Bodenschutz, Verringerung von Gesundheits- und Umweltrisiken

Inkrafttreten 7/2022

Chance und Hemmnis zugleich: Geltungsbereich



Produktfunktionskategorien (PFC) können das CE Kennzeichen erhalten



Komponentenmaterialkategorien (CMC)

Das Potenzial für die Bioökonomie

Unter welchen Bedingungen würden Nutzer*innen Mineraldünger durch RDF ersetzen?

Befragung zur Akzeptanz von Endnutzer*innen

- Verständnis und Wissen zu RDF
- Meinung und Verhalten in Bezug auf die Nutzung von RDF
- Akzeptanz von RDF auf verschiedene Ausgangsmaterialien bezogen
- Identifikation von Hürden und Barrieren in Bezug auf die Nutzung

Teilnehmende

- Mehr als 1200 Teilnehmer*innen
- 7 Ländern (BE, FR, DE, IR, LU, NL, UK)

Land	Haben Sie RDF bereits genutzt? (N=861)	
	ja	nein
Belgien	59	96
Frankreich	306	214
Irland	23	79
Deutschland	22	20
Niederlande	23	19
UK		
Luxembourg		

Endnutzerakzeptanz: Wissen und Bekanntheit

Bitte nennen Sie Ihnen bekannte RDF:



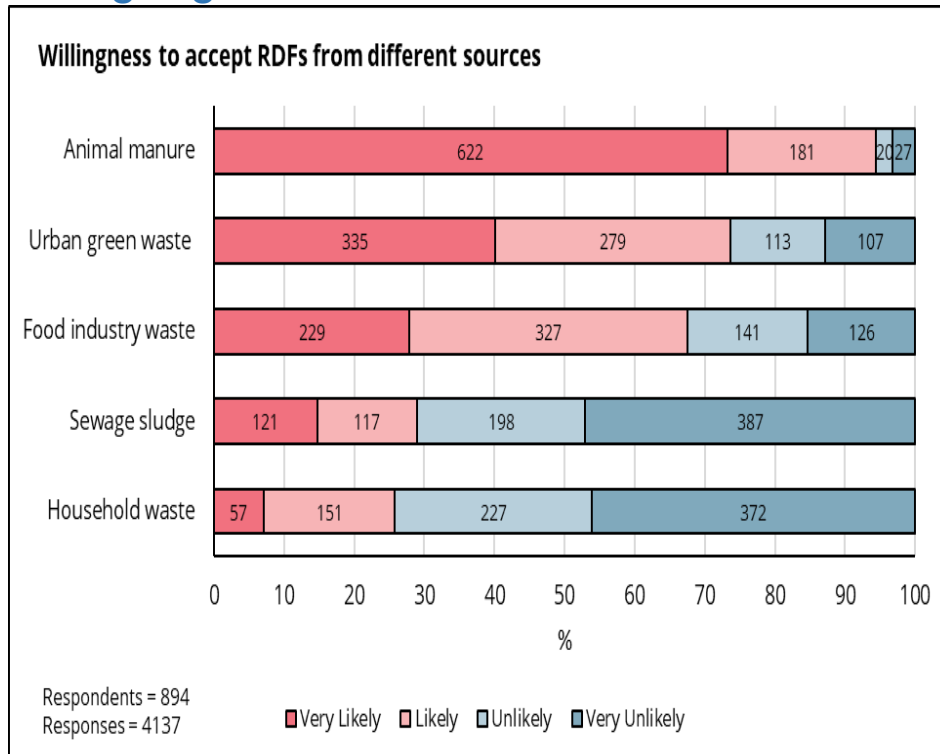
Respondents = 857
Word count = 2157

Wortwolke wurde aus den häufigst genannten Begriffen der offenen Frage generiert.

- Kompost und Gärrest sind die zwei am häufigsten genannten RDF
- Schlämme werden ebenfalls genannt (Klärschlamm, Papierschlämme, Kalkschlamm etc.)
- Hoher Anteil, dem keine RDF bekannt sind!

Nutzerakzeptanz verschiedener Materialien

Bitte geben Sie an, wie wahrscheinlich eine Nutzung von RDF mit folgendem Ausgangsmaterial ist:



Akzeptanz von RDF auf Basis von:

- Gülle = 90 %
- Grüngut = über 70 %

Wahrscheinliche/ sehr wahrscheinliche Nutzung

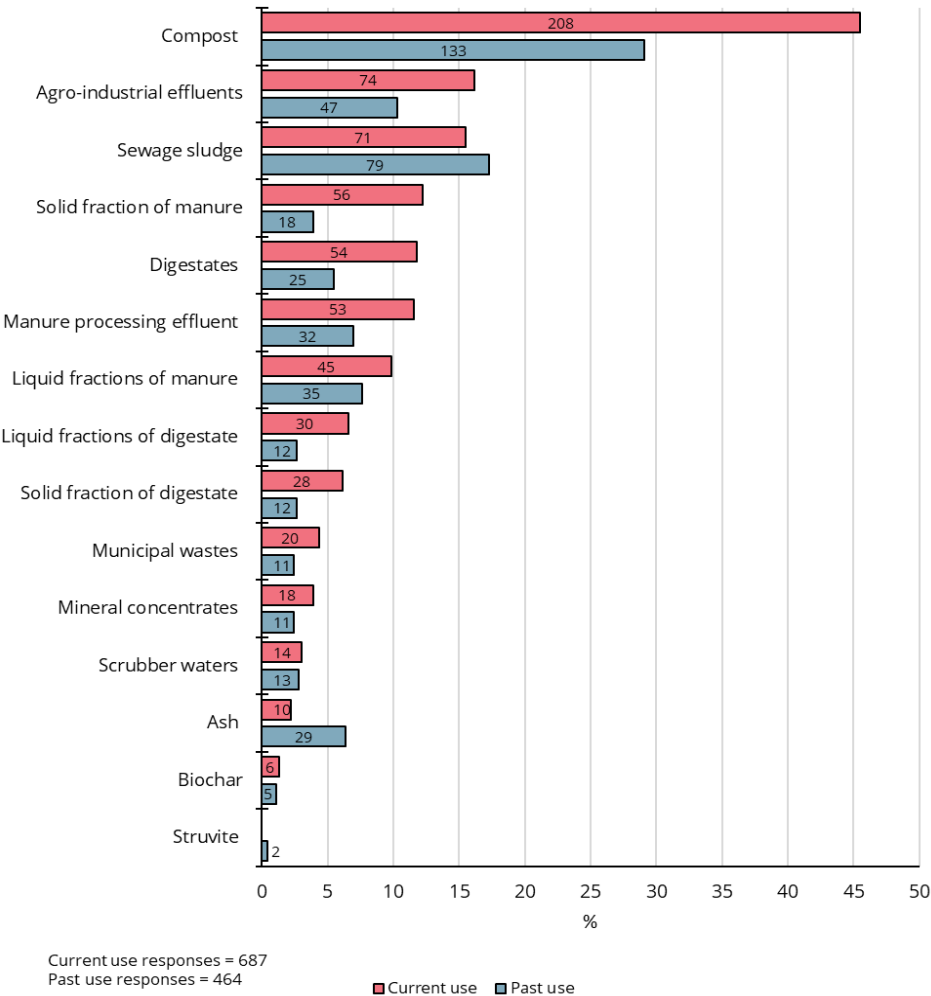
Akzeptanz von RDF auf Basis von:

- Siedlungsabfällen = 26 %
- Klärschlamm = 28 %

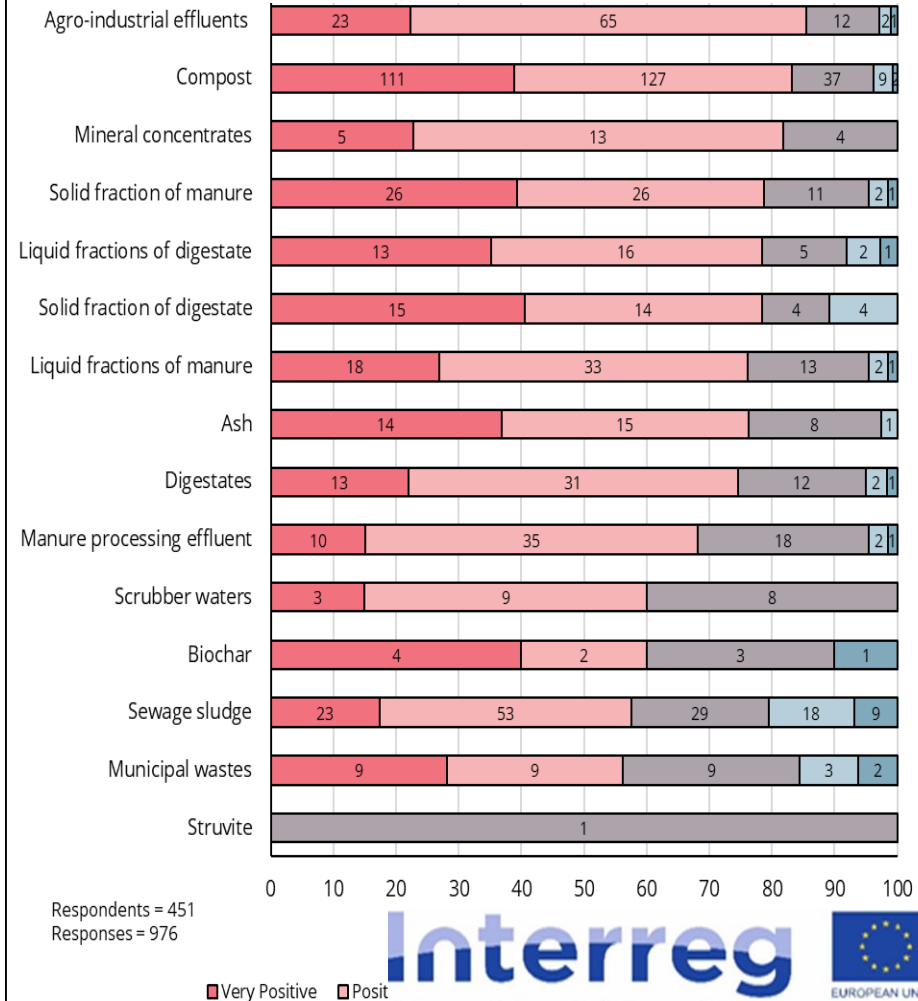
unwahrscheinliche/ sehr unwahrscheinliche Nutzung

Nutzerakzeptanz: Nutzungserfahrung

Derzeitige und vergangene Nutzung von RDF:



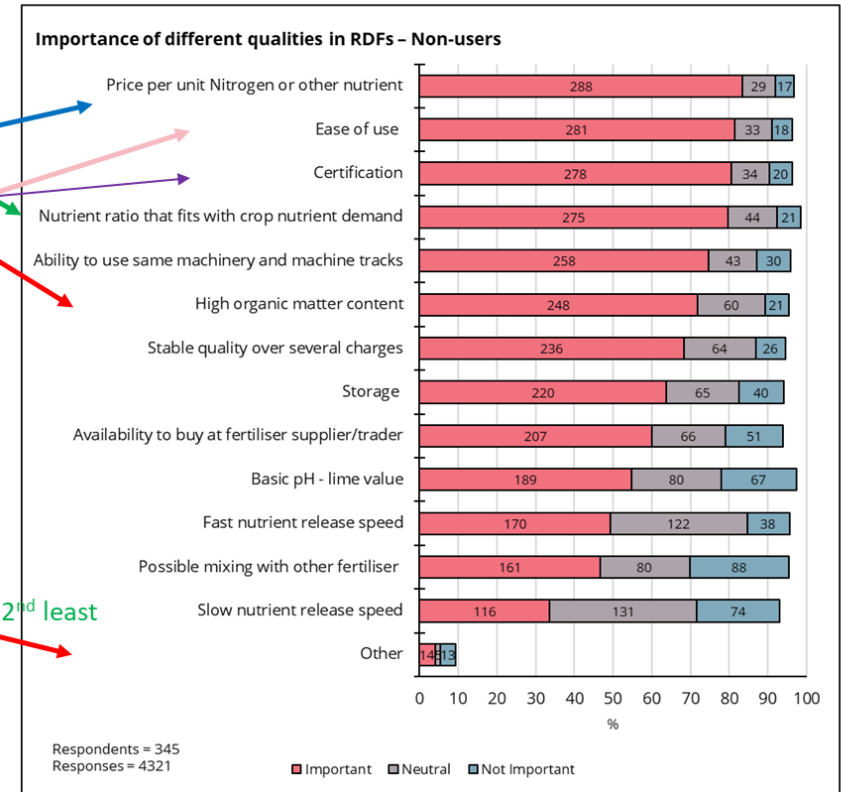
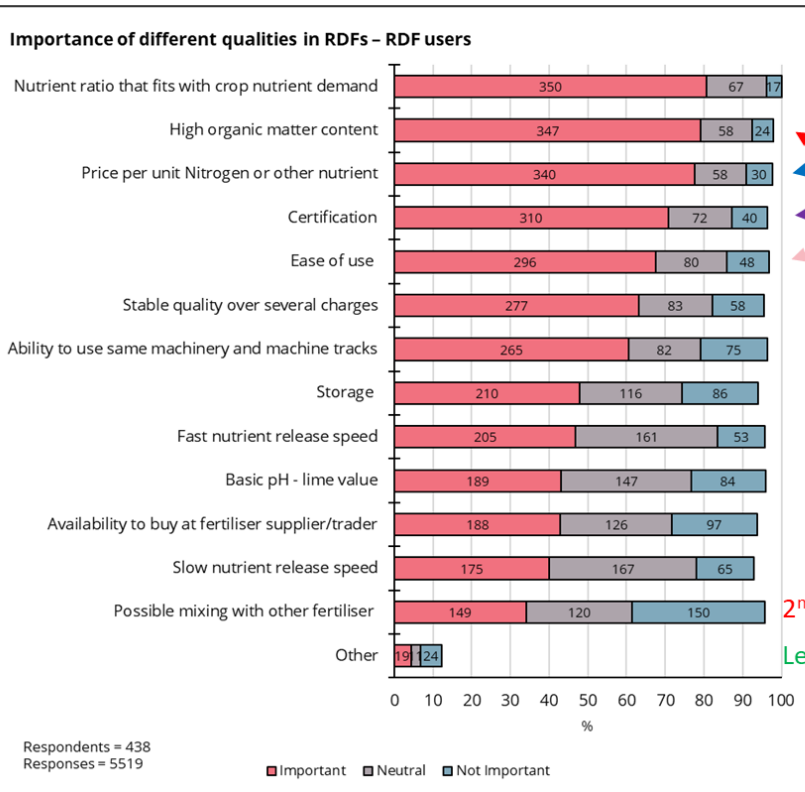
Bitte beurteilen Sie Ihre Erfahrung mit RDF:



Nutzerakzeptanz: Eigenschaften der Düngemittel

Wichtige Eigenschaften für RDF-Nutzer:

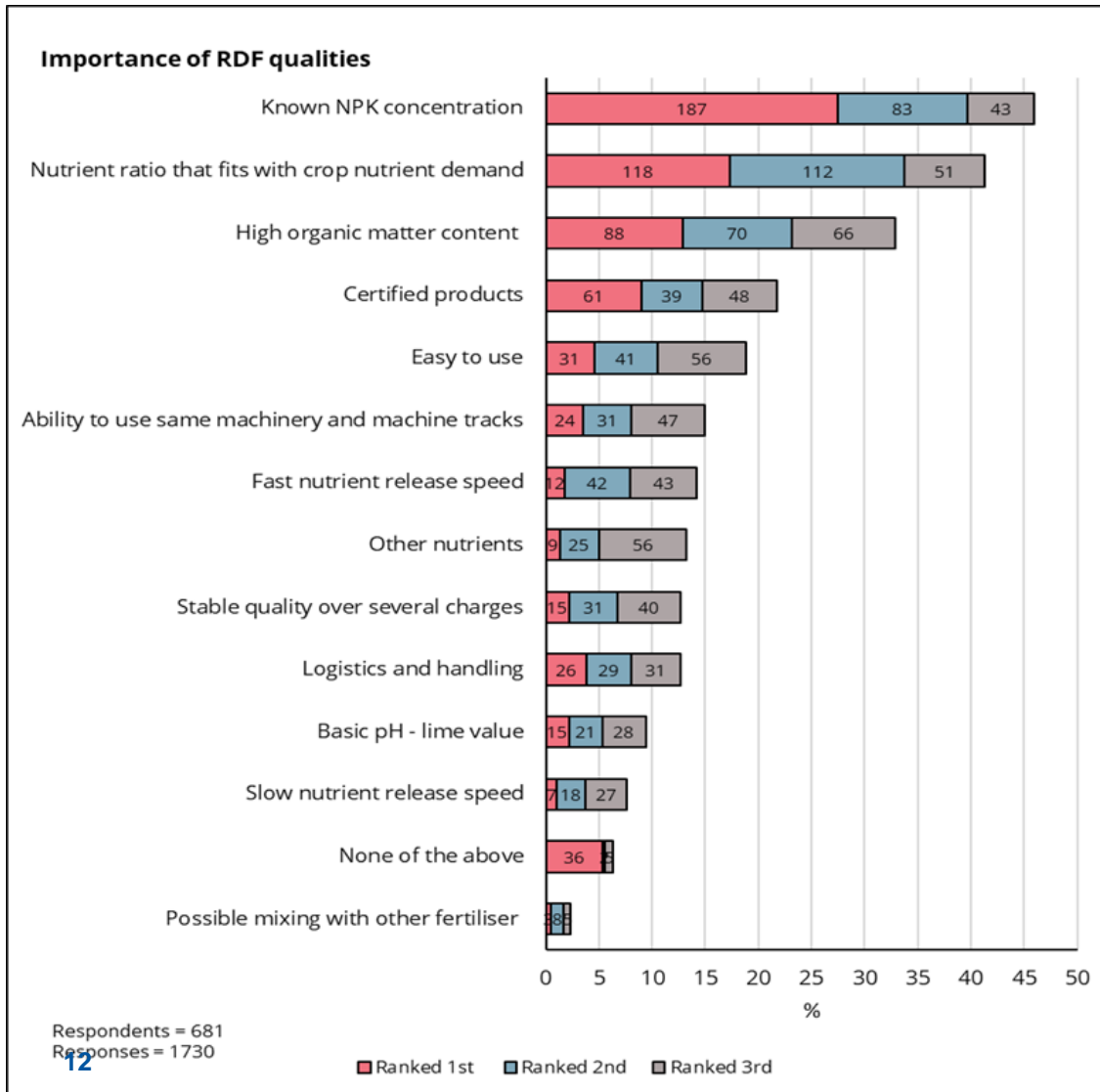
Wichtige Eigenschaften für Nicht-Nutzer von RDF



2nd least ← → 2nd least
Least ← →

Nutzerakzeptanz: Mineraldünger ersetzen

Welche Eigenschaften müsste ein RDF-Düngemittel aufweisen, damit Sie Ihren Mineraldünger substituieren?



Rangfolge der wichtigsten Eigenschaften:

1. Bekannte NPK-Konzentrationen
2. Nährstoffe, die dem Pflanzenbedarf entsprechen
3. Hoher organischer Anteil

Zusammenfassung

Wie lassen sich die Anforderungen von Nutzer*innen mit der EU-Verordnung 2019/1009 in Beziehung setzen?

Literatur

- Bur, A., Laub, K., Weiler, K., Wern, B. (2021): Cross-border trade: certification schemes for recycling derived organic fertiliser (RDF). 17th International Conference on Environmental Science and Technology. Athens, Greece.
- Bur, A. (2021): Certification schemes. ReNu2Farm Report. (unpublished manuscript)
- Egan, A., Power, N.: Farmers Attitudes to Recycling Derived Fertiliser Sources. CERI 2020.
- Postma, R., Harms, I., Power, N., Egan, A., Van Schöll, L. (2020): Exploring variations in the demand for fertiliser derived from recycling in North West Europe. International Fertiliser Society. Proceedings 846. ISBN 978-0-85310-483-4.
- Postma, R., Van Schöll, L. (2020): Legal framework for recycling derived fertiliser products in EU. ReNu2Farm Report. (unpublished manuscript).
- Van Schöll, L., Postma, R. (2020): Country specific requirements for transfrontier transport and use of recycled fertilisers in NW Europe. ReNu2Farm Report. (unpublished manuscript)

Interreg
North-West Europe
ReNu2Farm



IZES gGmbH
Bur, Anna
bur@izes.de