



© DBFZ 2021 M. Dotzauer

**Zukünftiger Weiterbetrieb von Biogasanlagen: Flexibilisierung, Biomethan oder gänzlich neue Wege?**

FNR/KTBL-KONGRESS 2023  
 Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven

**Joshua Güsewell**

# Transferarbeitsgruppe für Bioenergieanlagen im zukünftigen Energiesystem



- Verbundprojekt, finanziert durch BMEL/FNR
- Laufzeit: 01.05.2021 – 30.04.2024
- 1 Projekt, 4 Partner
- Ziel: Stärkung des Praxistransfers der Post-EEG-Projekte
- Anlagenspezifische Post-EEG Fragen
  - Wie weiter nach 20 Jahren EEG-Förderung (Verlängerung, neues Geschäftsfeld, Stilllegung)?
  - steigende Anforderungen bei Laufzeitverlängerung ...
  - Welches Geschäftsfeld passt zu „meiner“ Anlage?
- Systemische Post-EEG Fragen
  - Welche Kompetenzen zeichnen Bioenergieanlagen aus und machen sie systemrelevant?
  - Wo soll die Bioenergie als Ganzes zukünftig 2030 / 2050 stehen? Welche Rolle(n) soll sie im Energiesystem und in der Landwirtschaft übernehmen?



**Universität Stuttgart**  
*IER* Institut für Energiewirtschaft  
und Rationelle Energieanwendung



Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Ernährung  
und Landwirtschaft

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages



Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

# Gliederung

## 1. Hintergrund & Motivation

- Strategische Felder für den zukünftigen Biogaseinsatz
- Ausgangslage für den Post-EEG Betrieb
- Bestandsentwicklung & Synthese der (FNR)-Post-EEG Projekte

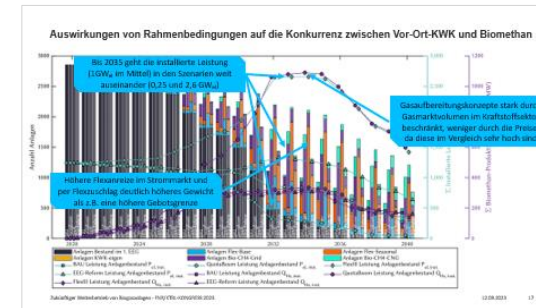
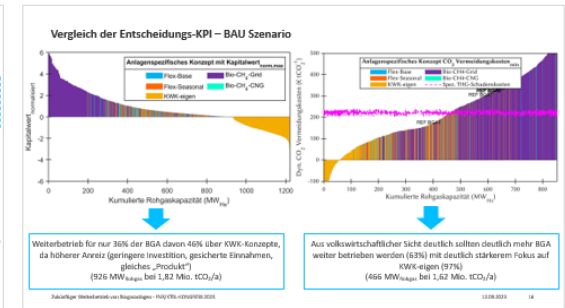
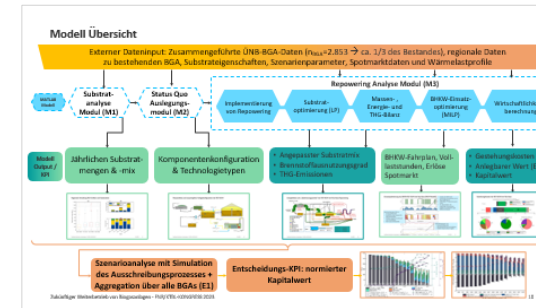
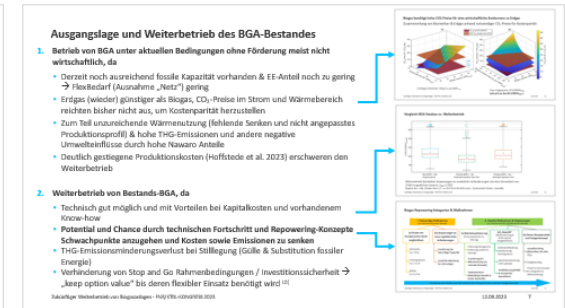
## 2. Vorgehensweise

- Untersuchte Post-EEG Konzepte
- Modellübersicht
- Szenariosimulation und –rahmen

## 3. Auswirkungen von Rahmenbedingungen auf die Konkurrenz zwischen Vor-Ort-KWK und Biomethan

- Vergleich von Post-EEG Konzepten bei unterschiedlichen Leistungskennzahlen
- Bestandsentwicklung: Anlagen, Kapazität & THG-Vermeidung
- Verteilung der Post-EEG Konzepte im Weiterbetrieb

## 4. Fazit



# Hintergrund: Klimaschutz, Energiewende und deren Bioenergiebedarf

## Gesellschaftliche/Politische Ziele

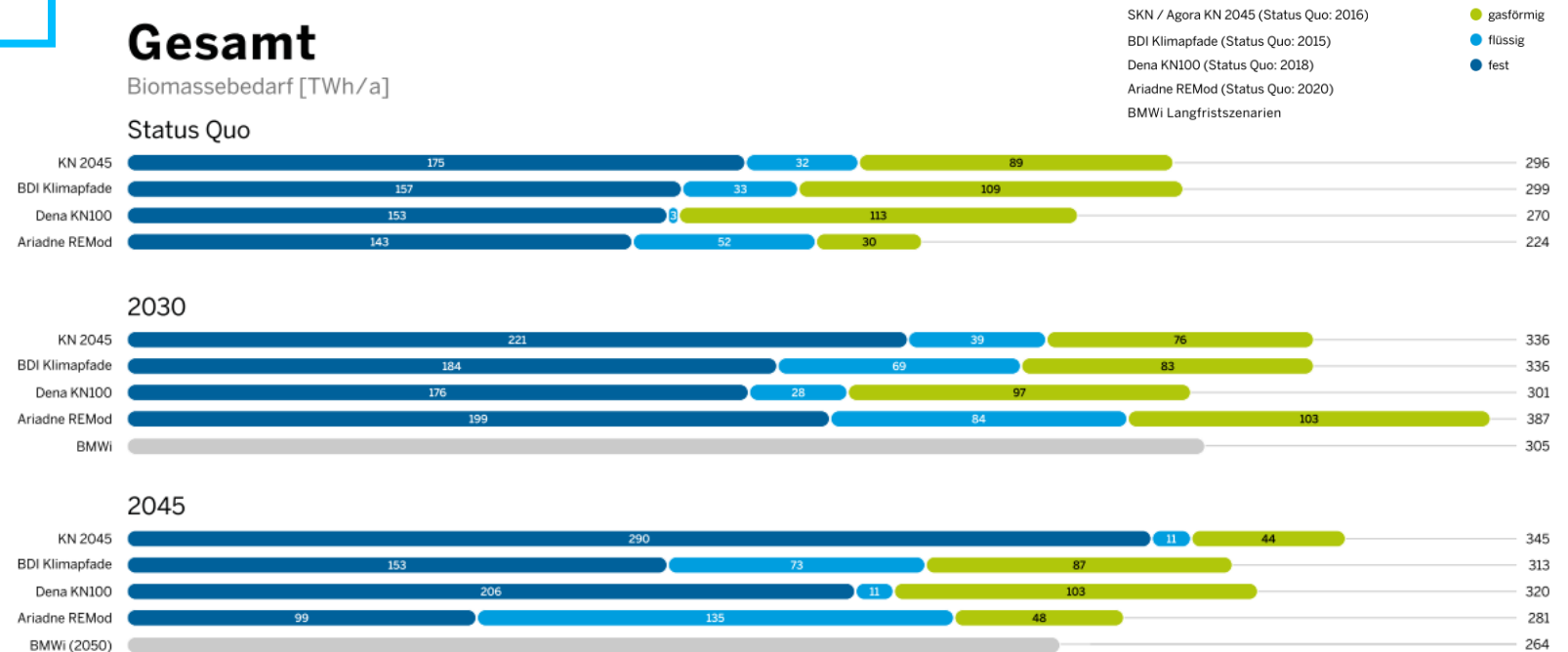
1. Klimaschutz
  - I. Global: Nettonull Emissionen für 1,5 (2)°C in 2050 (2070)
  - II. D: Klimaneutral 2045
2. Weiterer Ausbau von fEE & Rückgang konventioneller, steuerbarer Kapazitäten
3. Neue wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen
4. Notwendige Wärme- und Verkehrswende

## Implikation für die Bioenergie

- Weiterhin hoher Bedarf an Bioenergie (ca. 300 TWh), aber mit anderer strategischer Ausrichtung zu Flexibilität, Wärme und Kraftstoffe
- Biogas & Biomethan mittelfristig deutlich günstiger als andere grüne Gase (Gatzen & Reger 2022), jedoch Unsicherheiten bezüglich Nachhaltigkeitsregulierung und Infrastrukturverfügbarkeit (Gasnetz)

### Gesamt

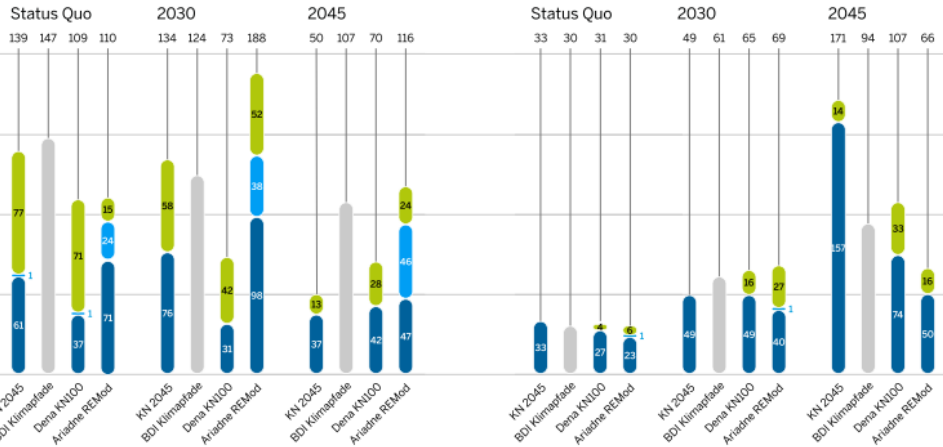
Biomassebedarf [TWh/a]



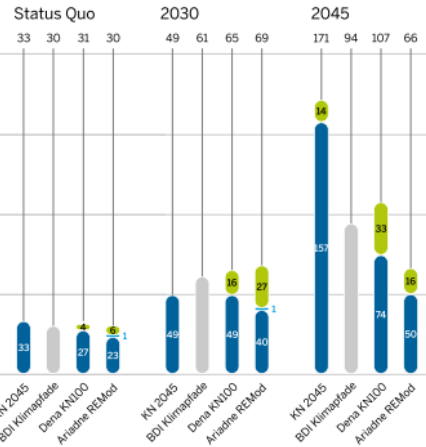
Quelle: NRW.Energy4Climate 2023

# Zukünftige strategische Aufgaben von Bioenergie & Biogas(anlagen)

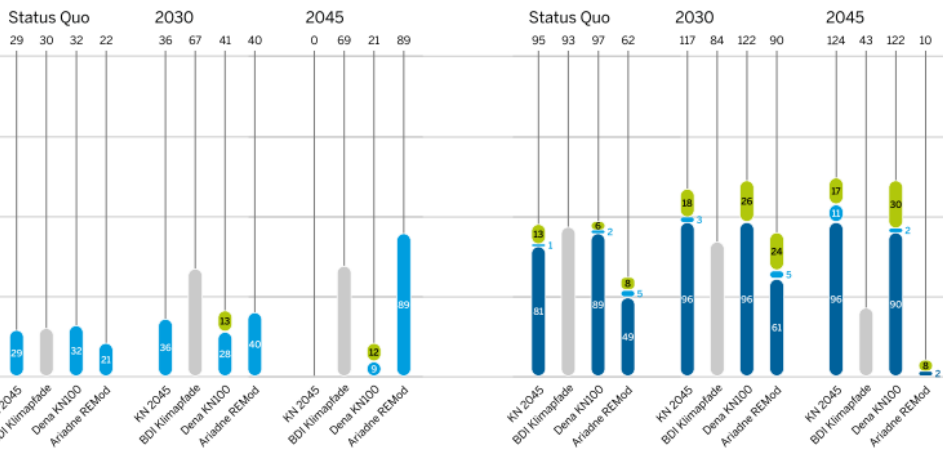
## Energie



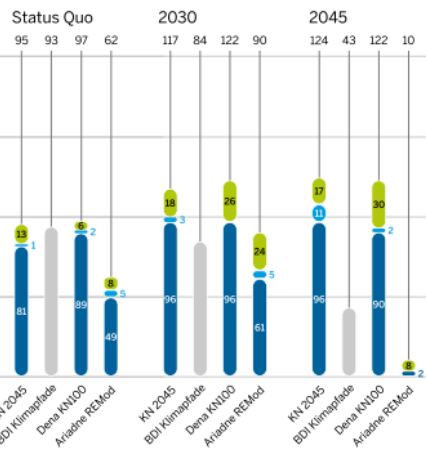
## Industrie



## Verkehr



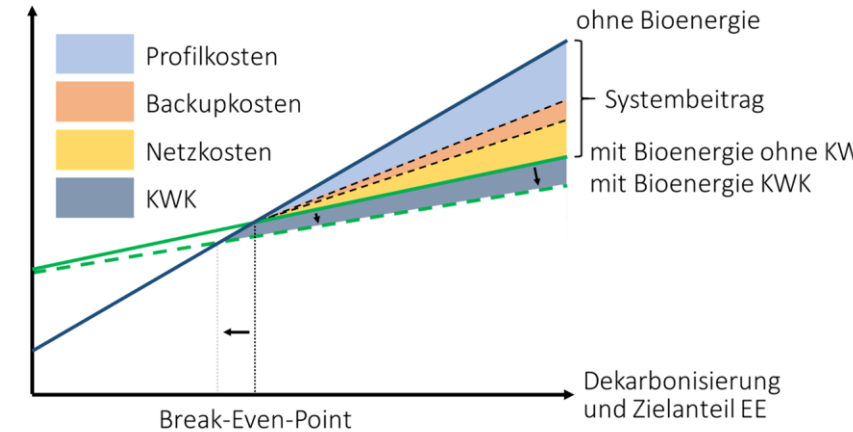
## PHH + GHD



Quelle: NRW.Energy4Climate 2023

- Verschiebung und Ausbau in strategische Anwendungen / Sektoren: Prozesswärme/Industrie, stoffliche Verwertung und Schwerlasttransport
- Gezielter Einsatz im Elektrizitätssektor (→ Flexibilisierung) da Systemkosten bei höheren fEE-Anteilen reduziert werden durch:
  - Deckung Residuallast sehr kurzfristig (Intraday: Stabilisierung von fEE-Marktwerten) bis saisonal (kalte Dunkelflaute)
  - Regelleistung und andere SDL
  - Reduktion Bedarf fEE
  - Dezentraler (Netz-)Ausgleich; analog PV gut, skalierbare Technologie

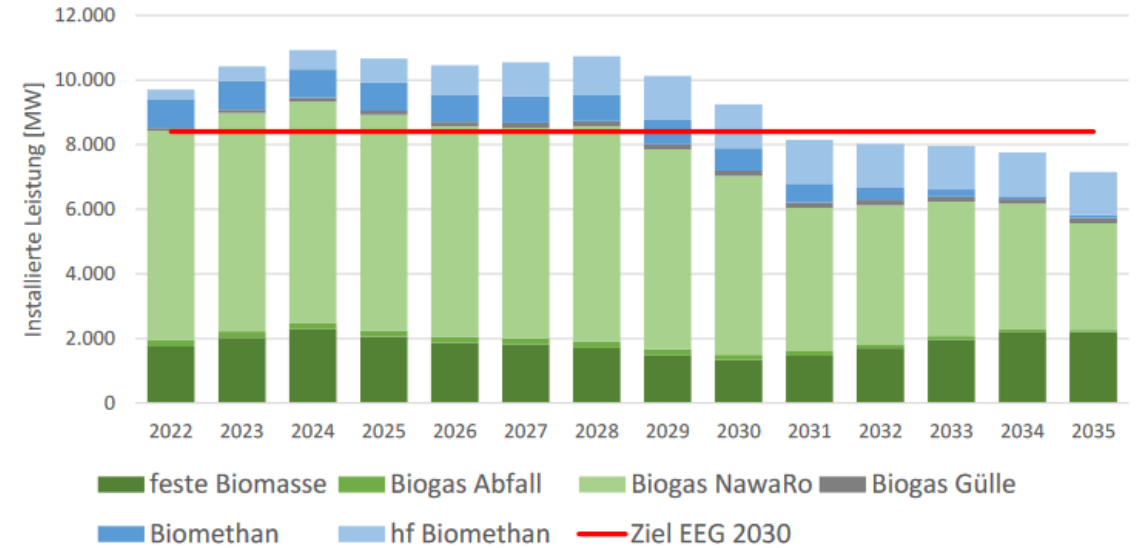
Systemgesamtkosten



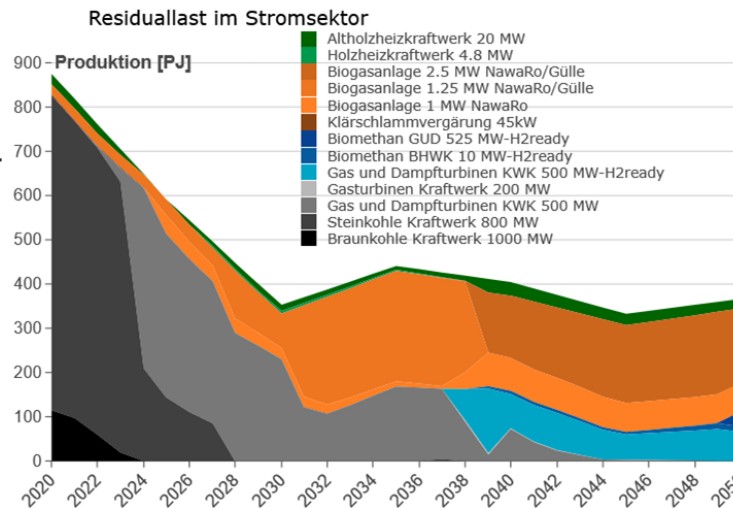
# Erwartungen für die Bestandsentwicklung

- Post-EEG Studien gehen – je nach EEG – von Rückgängen der Biomassekapazitäten bis 2035 um über 2/3 aus (MakroBiogas, BE20plus)
- Gleichzeitig wird ein Beitrag durch die Umrüstung von 22-38% BGA-Bestands für die Biomethanbereitstellung (25-33 TWh<sub>HS</sub>) in 2030 gesehen (Matschoss et al. 2020)
- Neuere Studien gehen im Optimalfall von einem Wegfall von ca. 15 TWh<sub>el</sub> aus (Dotzauer et al. 2022), bei stabilisierter Leistungserhaltung
- Projekt SoBio (DBFZ 2023):
  - Mittelfristig vor allem Ausbau der Biomethan-nutzung im Verkehr auf knapp 10 TWh<sub>HS</sub>
  - Langfristig dagegen eher im Stromsektor mit ca. 80 TWh<sub>el</sub>

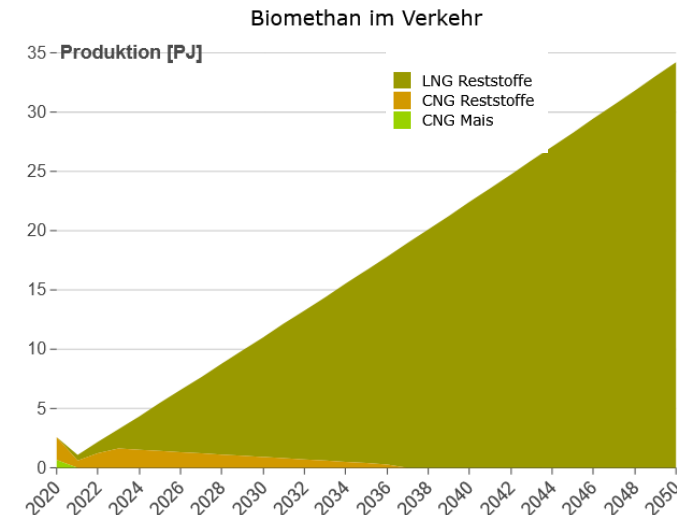
Szenario (max): Biomasse im EEG (Leistung)



Quelle: DBFZ 2022



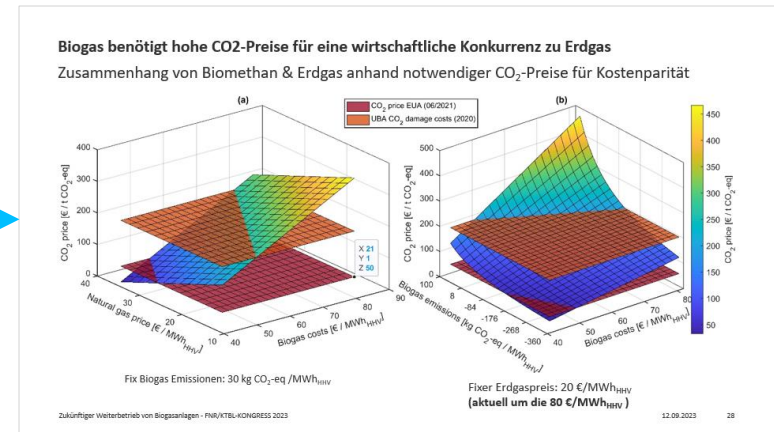
Quelle: DBFZ 2023



# Ausgangslage und Weiterbetrieb des BGA-Bestandes

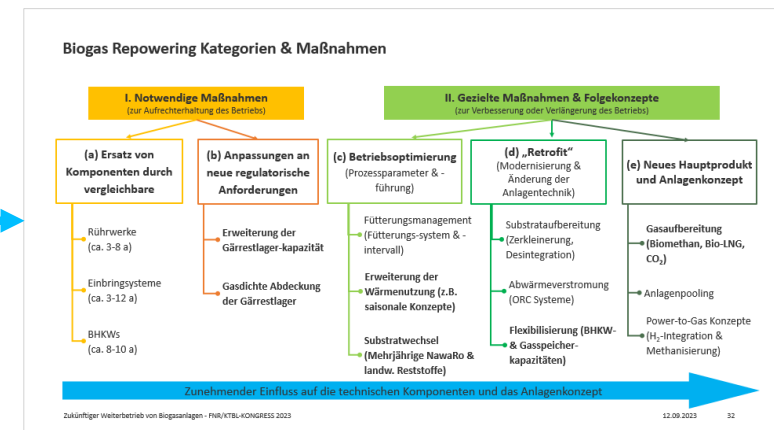
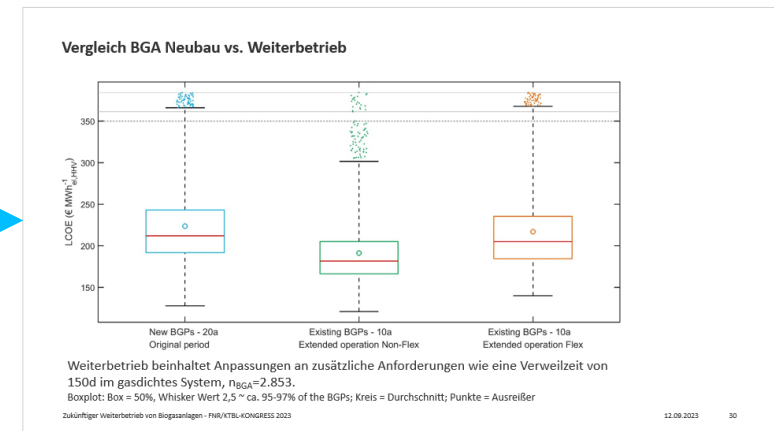
## 1. Betrieb von BGA unter aktuellen Bedingungen ohne Förderung meist nicht wirtschaftlich, da

- Derzeit noch ausreichend fossile Kapazität vorhanden & EE-Anteil noch zu gering → FlexBedarf (Ausnahme „Netz“) gering
- Erdgas (wieder) günstiger als Biogas, CO<sub>2</sub>-Preise im Strom und Wärmebereich reichten bisher nicht aus, um Kostenparität herzustellen
- Zum Teil unzureichende Wärmenutzung (fehlende Senken und nicht angepasstes Produktionsprofil) & hohe THG-Emissionen und andere negative Umwelteinflüsse durch hohe Nawaro Anteile
- Deutlich gestiegene Produktionskosten (Hoffstede et al. 2023) erschweren den Weiterbetrieb



## 2. Weiterbetrieb von Bestands-BGA, da

- Technisch gut möglich und mit Vorteilen bei Kapitalkosten und vorhandenem Know-how
- **Potential und Chance durch technischen Fortschritt und Repowering-Konzepte Schwachpunkte anzugehen und Kosten sowie Emissionen zu senken**
- THG-Emissionsminderungsverlust bei Stilllegung (Gülle & Substitution fossiler Energie)
- Verhinderung von Stop and Go Rahmenbedingungen / Investitionssicherheit → „keep option value“ bis deren flexibler Einsatz benötigt wird <sup>10)</sup>



# Kurzsynopse der Post-EEG Projekte

Projekt	Rezab	Biogas2023	BE20Plus	Probiogas
<b>Post-EEG Konzept</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reguläre Flexibilisierung</li> <li>Güllekleinanlagen</li> <li>Biomethan Tankstelle</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reguläre Flexibilisierung</li> <li>Flexibilisierung mit Downsizing</li> <li>Biomethanetzeinspeisung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Eigenversorgung</li> <li>Reguläre Flexibilisierung</li> <li>Biomethanetzeinspeisung</li> <li>Flexibilisierung mit Downsizing</li> <li>2 Sets optionaler Erlöse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Starke Flexibilisierung</li> <li>Reguläre Flexibilisierung mit Substratwechsel</li> <li>Reguläre Flexibilisierung mit Wärmenetzerweiterung</li> <li>Biomethanpooling</li> <li>Biomethanetzeinspeisung &amp; Tankstelle</li> </ul>
<b>Anlagenbestand:Char. Parameter</b>	8 Praxis-BGAs + 1 Standardmodel: BL & Substratmix	3 Modeltypen: BL & Substratmix	6 Modeltypen: BL, Substratmix & Wärmenutzung	5 Modeltypen: BL & Substratmix
<b>Bewertungsperspektive/Leistungskennzahl</b>	LCOE & THG-Emissionen	LCOE, THG-Emissionen & CO <sub>2</sub> Vermeidungskosten	Annuität	Annuität & THG-Emissionen
<b>Restwerte, Sanierung und Ersatz bestehender Komponenten</b>	Detaillierte Kostenermittlung für Renovierung und Überholung verschiedener Komponenten	Bauteilspezifische Renovierungsraten und Ersatz von Bauteilen am Ende der Lebensdauer	Keine Restwerte, keine Angaben zu Renovierung und Instandhaltung	Restwerte für technische Komponenten, keine Renovierungsraten



## Auslegung der analysierten Post-EEG Konzepten

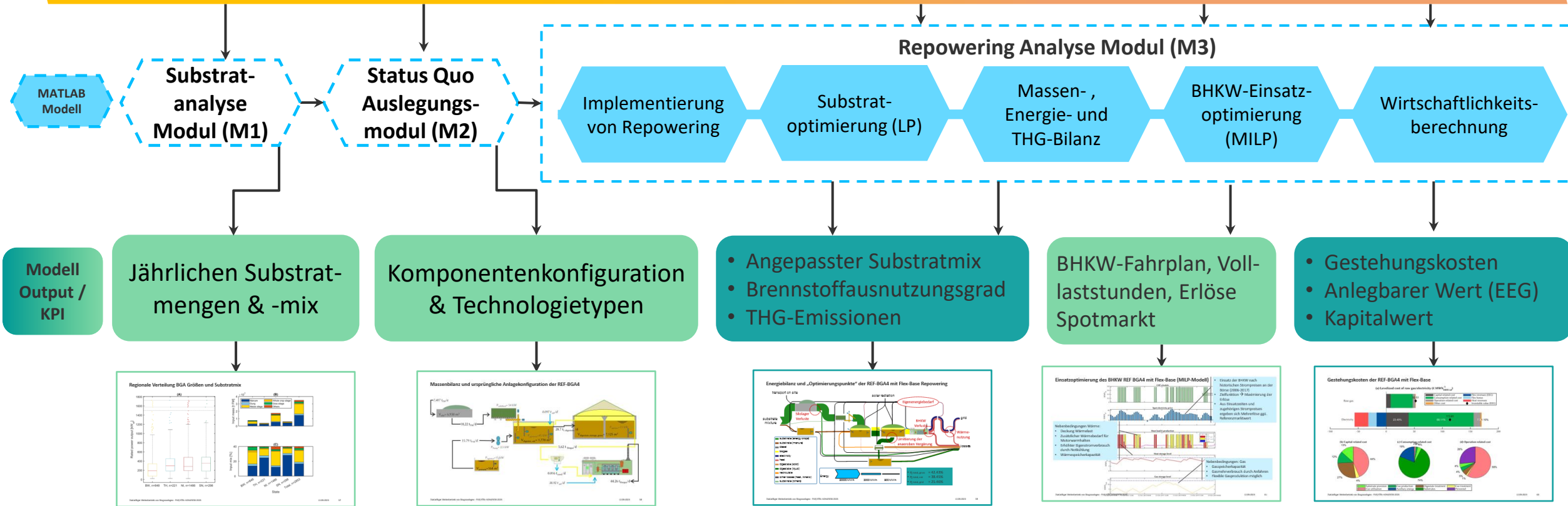
Gruppe	Vor-Ort-KWK			Biomethanaufbereitung	
Konzept	Flex-Base	Flex-Seasonal	KWK-Eigen	BioCH <sub>4</sub> -Grid	BioCH <sub>4</sub> -CNG
Hauptprodukt/-markt	EEG-Ausschreibung / Marktprämie		Eigenstrom und Wärme	THG-Quote	
Kernidee	Flexibilisierung + Erfüllung der EEG-Anforderungen <sup>1)</sup>	Saisonale Flexibilisierung ausgerichtet an Wärmelastprofil	Eigenversorgung des LWB	Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz	Lokale Lieferung von CNG an eine Tankstelle
Überbauungsgrad/Aufbereitungstechnologie	3,5	5,5	2	Membran	Chemische Wäsche
Ziel der Substratoptimierung <sup>1)</sup>	Gasproduktion erhalten, sofern nicht durch Restriktionen eingeschränkt	Gasproduktion entspricht Wärmemenge; max. 30 % NawaRo; Ø-OLR beschränkt	Gasproduktion entspricht maximal der Ø-Stromeigenlast; max. 20 % NawaRo	Maximierung des Bruttodeckungsbeitrags unter Berücksichtigung von Erlösoptionen und Anforderungen unterschiedlicher Biomethanmärkte (CNG nur Kraftstoffmarkt)	

LWB = Landwirtschaftlicher Betrieb, OLR = Raumbelastung

1) z.B. Maisdeckel, Verweilzeit im gasdichten System oder THG-Mindest-Minderung. Restriktionen werden in der Substratoptimierung berücksichtigt und müssen eingehalten werden.

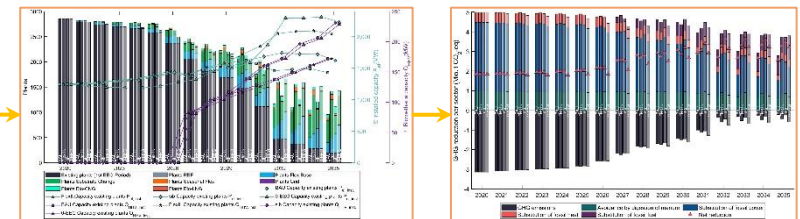
# Modell Übersicht

Externer Dateninput: Zusammengeführte ÜNB-BGA-Daten ( $n_{BGA}=2.853 \rightarrow$  ca. 1/3 des Bestandes), regionale Daten zu bestehenden BGA, Substrateigenschaften, Szenarienparameter, Spotmarktdaten und Wärmelastprofile

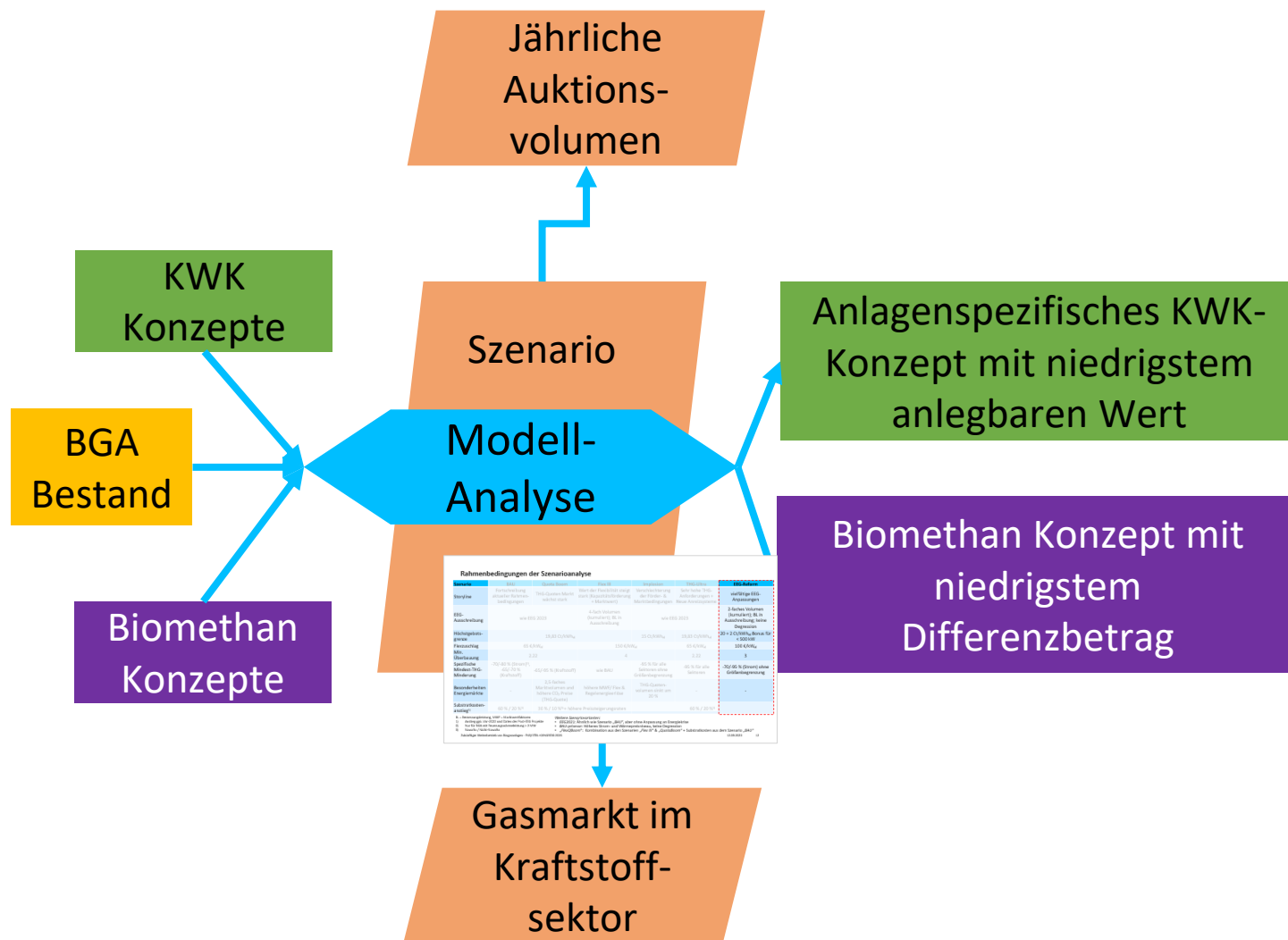


**Szenarioanalyse mit Simulation des Ausschreibungsprozesses + Aggregation über alle BGAs (E1)**

**Entscheidungs-KPI: normierter Kapitalwert**



# Ausschreibungssimulation und Kapitalwert Bestimmung



# Rahmenbedingungen der Szenarioanalyse

Szenario	BAU	Quota Boom	Flex III	Implosion	THG-Ultra	EEG-Reform	
Storyline	Fortschreibung aktueller Rahmenbedingungen	THG-Quoten Markt wächst stark	Wert der Flexibilität steigt stark (Kapazitätsförderung + Marktwert)	Verschlechterung der Förder- & Marktbedingungen	Sehr hohe THG-Anforderungen + Neue Anreizsysteme	vielfältige EEG-Anpassungen	
EEG-Ausschreibung	wie EEG 2023		4-fach Volumen (kumuliert); BL in Ausschreibung	wie EEG 2023		2-faches Volumen (kumuliert); BL in Ausschreibung; keine Degression	
Höchstgebots-grenze	19,83 Ct/kWh <sub>el</sub>			15 Ct/kWh <sub>el</sub>	19,83 Ct/kWh <sub>el</sub>	20 + 2 Ct/kWh <sub>el</sub> Bonus für < 500 kW	
Flexzuschlag	65 €/kW <sub>el</sub>		150 €/kW <sub>el</sub>		65 €/kW <sub>el</sub>	100 €/kW <sub>el</sub>	
Min. Überbauung	2.22		4		2.22	3	
Spezifische Mindest-THG-Minderung	-70/-80 % (Strom) <sup>2)</sup> , -65/-70 % (Kraftstoff)	-65/-95 % (Kraftstoff)	wie BAU		-95 % für alle Sektoren ohne Größenbegrenzung	-95 % für alle Sektoren	-70/-95 % (Strom) ohne Größenbegrenzung
Besonderheiten Energiemärkte	-	2,5-faches Marktvolumen und höhere CO <sub>2</sub> Preise (THG-Quote)	höhere MWF/ Flex & Regelenergieerlöse		THG-Quoten-volumen sinkt um 20 %	-	-
Substratkosten-anstieg <sup>1)</sup>	60 % / 20 % <sup>3)</sup>		30 % / 10 % <sup>3)</sup> + höhere Preissteigerungsraten		60 % / 20 % <sup>3)</sup>		

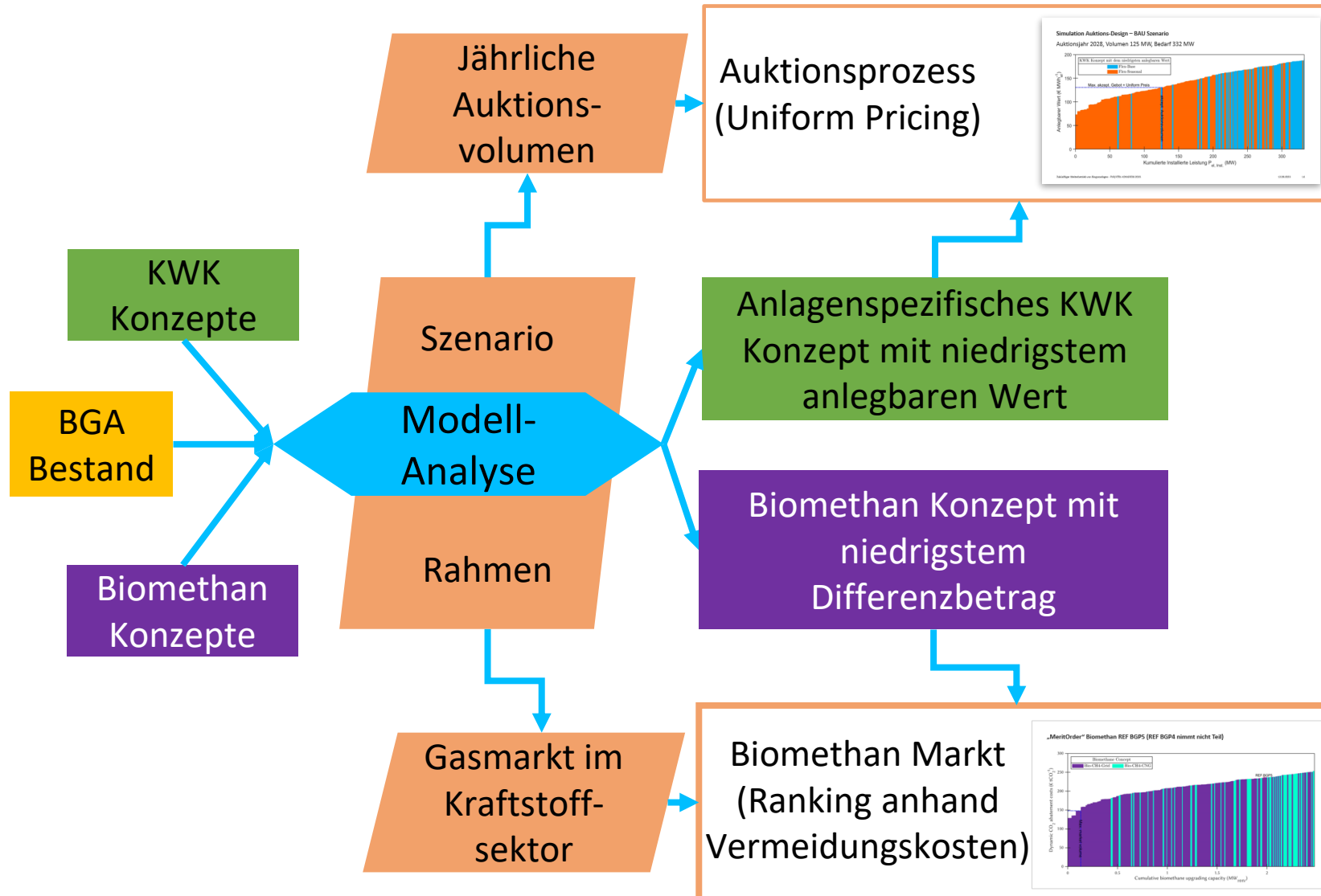
BL = Bemessungsleistung, MWF = Marktwertfaktoren

- 1) Anstieg ggü. Vor-2022 und Daten der Post-EEG Projekte
- 2) Nur für BGA mit Feuerungswärmeleistung > 2 MW
- 3) NawaRo / Nicht-NawaRo

### Weitere Szenariovarianten:

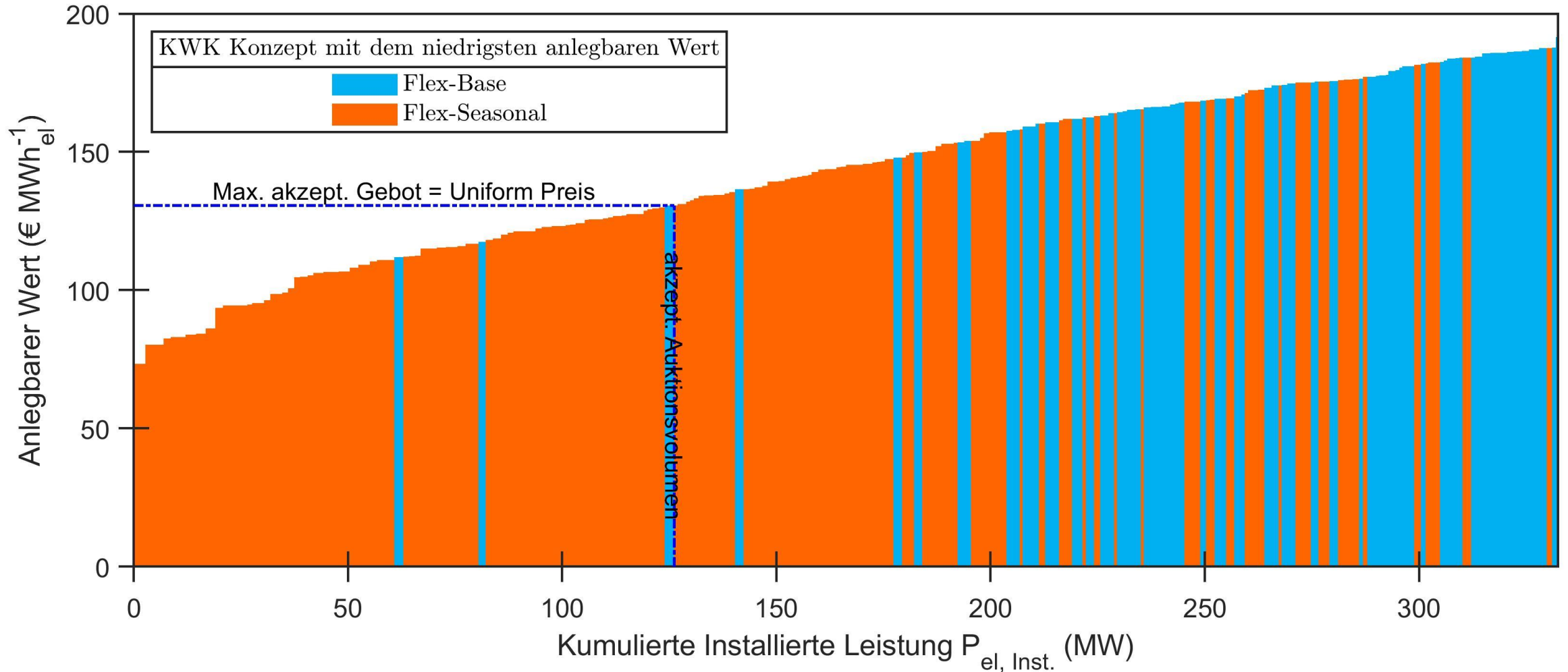
- *EEG2021*: Ähnlich wie Szenario „BAU“, aber ohne Anpassung an Energiekrise
- *BAU-pricevar*: Höheres Strom- und Wärmepreisniveau, keine Degression
- „*FlexQBoom*“: Kombination aus den Szenarien „*Flex III*“ & „*QuotaBoom*“ + Substratkosten aus dem Szenario „BAU“

# Ausschreibungssimulation und Kapitalwert Bestimmung

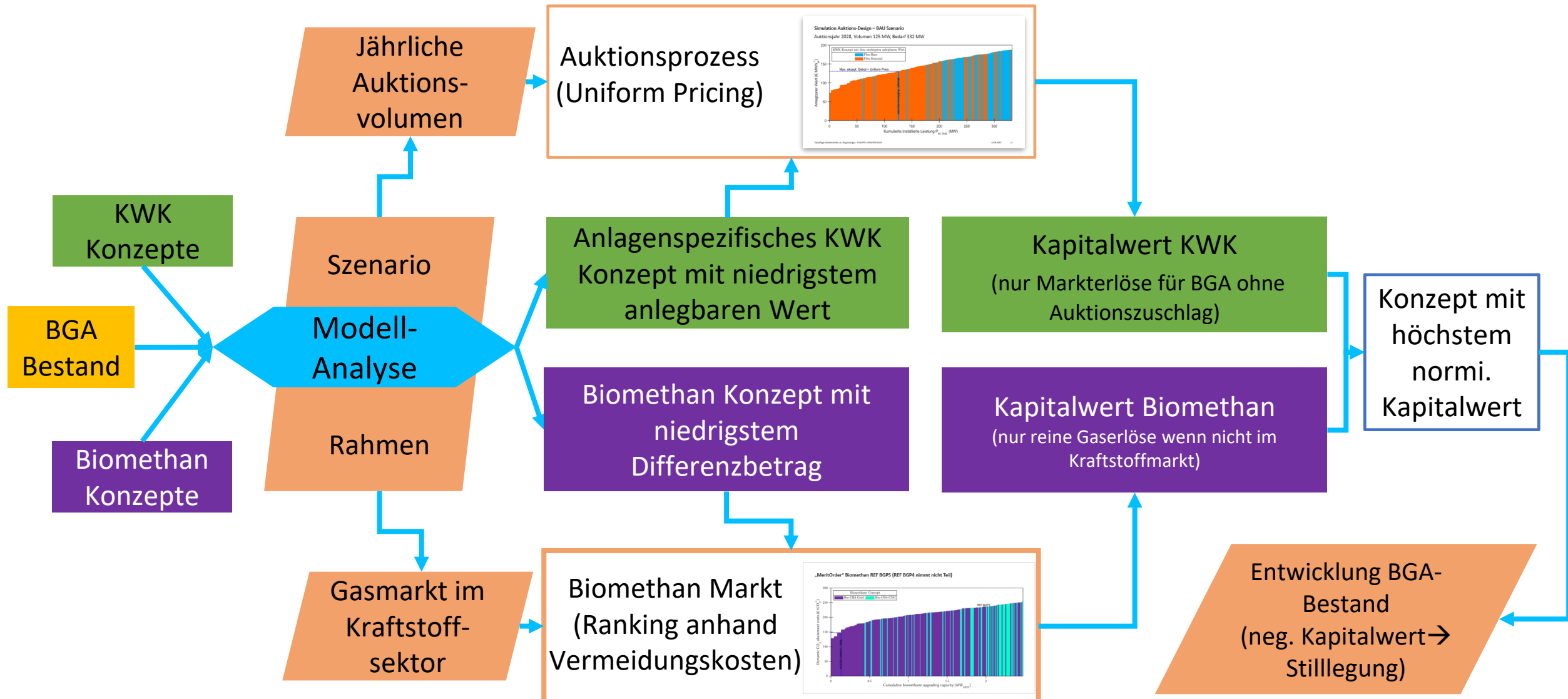


# Simulation Auktions-Design – BAU Szenario

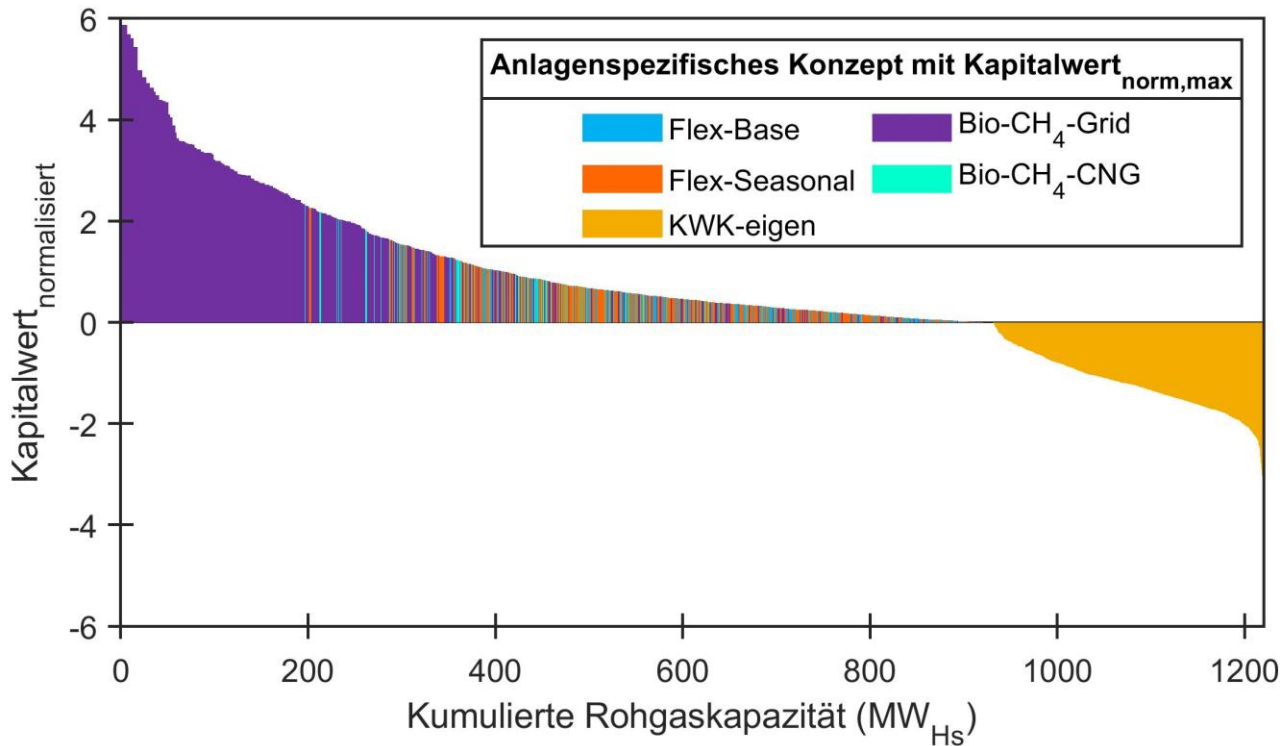
Auktionsjahr 2028, Volumen 125 MW, Bedarf 332 MW



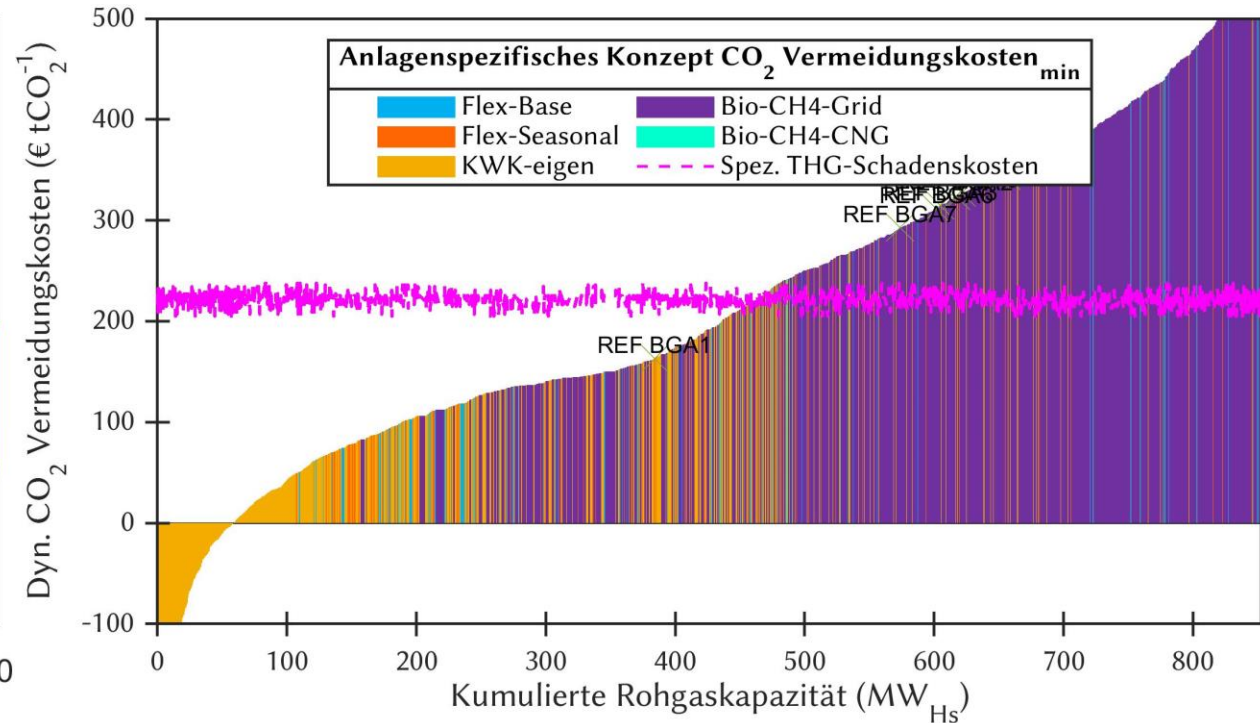
# Ausschreibungssimulation und Kapitalwert Bestimmung



# Vergleich der Entscheidungs-KPI – BAU Szenario



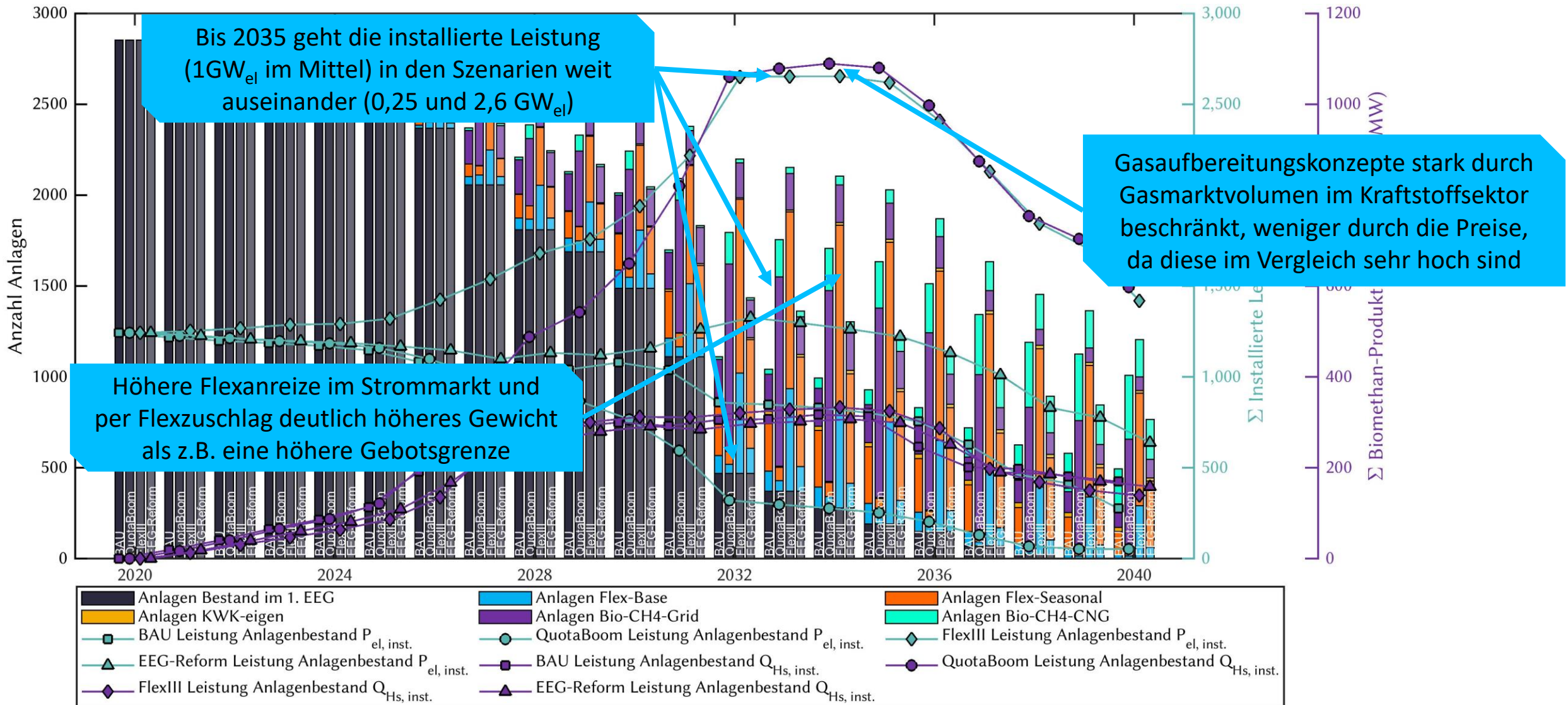
Weiterbetrieb für nur 36% der BGA davon 46% über KWK-Konzepte, da höherer Anreiz (geringere Investition, gesicherte Einnahmen, gleiches „Produkt“)  
 (926 MW<sub>Rohgas</sub> bei 1,82 Mio. tCO<sub>2</sub>/a)



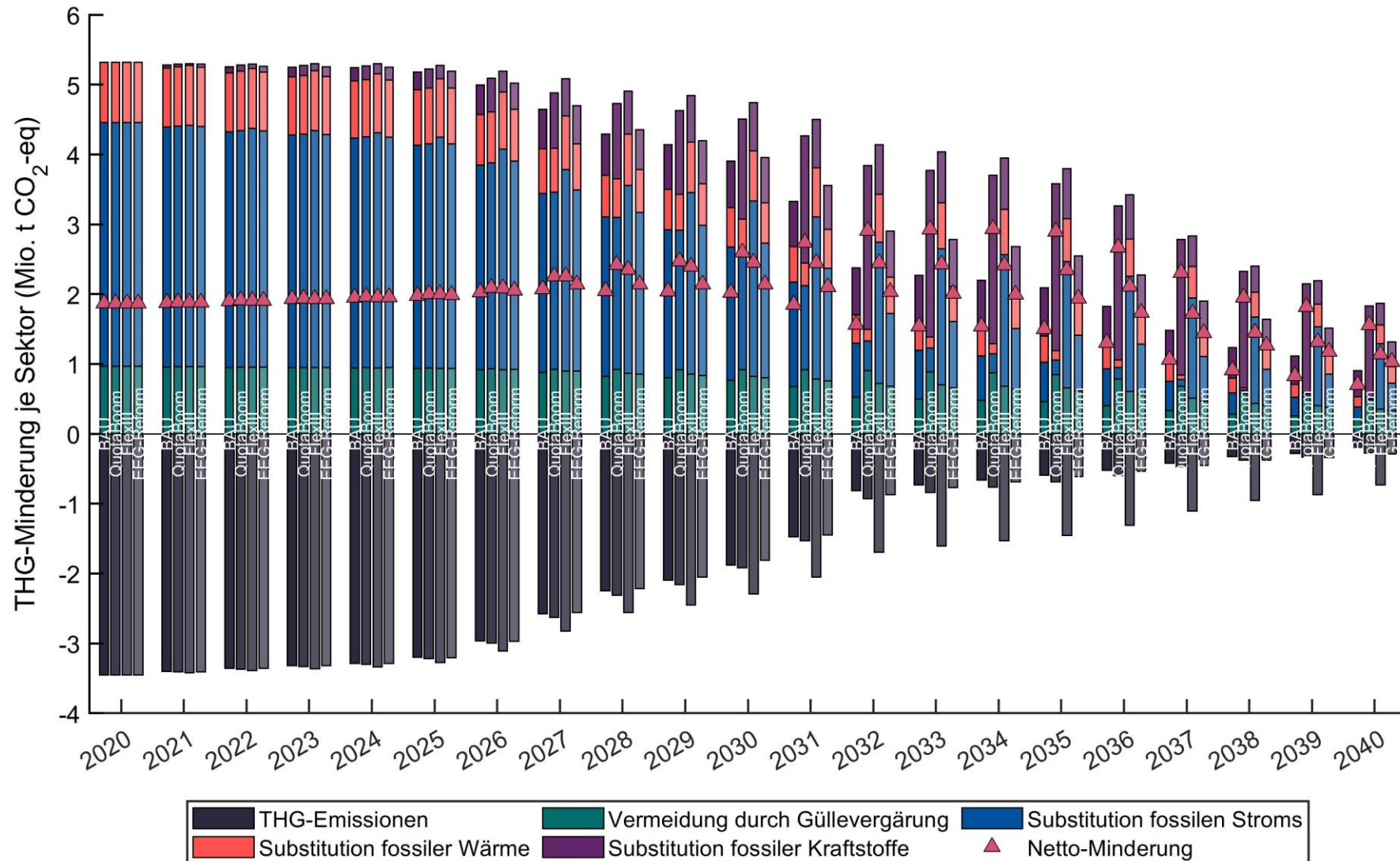
Aus volkswirtschaftlicher Sicht deutlich sollten deutlich mehr BGA weiter betrieben werden (63%) mit deutlich stärkerem Fokus auf KWK-eigen (97%)  
 (466 MW<sub>Rohgas</sub> bei 1,62 Mio. tCO<sub>2</sub>/a)



# Auswirkungen von Rahmenbedingungen auf die Konkurrenz zwischen Vor-Ort-KWK und Biomethan



# Großes Potential die Netto-Minderung im Bestand trotz Rückgang zu steigern



- Starker Rückgang der Bruttoemissionen in allen Szenarien zu verzeichnen ( ca. - 75% bis 2035):
- THG-Minderung durch Güllevergärung sinkt um 40% bis 2035
- Netto THG-Minderung am höchsten im QuotaBoom Szenario, auch geringster Rückgang der Güllevergärung
- Netto THG-Minderung im BAU bzw. Implosion am schlechtesten
- Geringste Vermeidungskosten der BGA im Weiterbetrieb aus Betriebssicht jedoch durch THG-Ultra angereizt

# Verteilung der Post-EEG Konzepten im Weiterbetrieb: Vergleich der Leistungskennzahlen

Szenario	BGA im Weiterbetrieb	Anteil KWK	Anteil Biomethan	Flex-Base	Flex-Seasonal	KWK-eigen	Bio-CH <sub>4</sub> -Grid	Bio-CH <sub>4</sub> -CNG
EEG2021	45%	55%	45%	19%	30%	6%	18%	27%
BAU	36%	47%	53%	12%	32%	3%	31%	22%
BAU-pricevar	37%	50%	50%	14%	30%	6%	29%	21%
QuotaBoom	62%	11%	89%	4%	6%	1%	64%	26%
FlexIII	77%	78%	22%	28%	49%	1%	12%	10%
FlexQBoom	77%	53%	47%	15%	37%	1%	32%	15%
Implosion	29%	38%	62%	2%	32%	4%	33%	29%
THG-Ultra	45%	58%	42%	6%	25%	26%	28%	14%
EEG-Reform	46%	59%	41%	11%	47%	2%	23%	17%
Mittel	51%	50%	50%	12%	32%	5%	30%	20%

- Flex-Seasonal & BioCH<sub>4</sub>-Grid führende Konzepte aus Betriebsicht (Kapitalwert)
- Im Mittel über alle Szenarien 50% im Weiterbetrieb, jeweils 50% Vor-Ort-KWK und 50% Biomethan

Szenario	BGA im Weiterbetrieb	Anteil KWK	Anteil Biomethan	Flex-Base	Flex-Seasonal	KWK-eigen	Bio-CH <sub>4</sub> -Grid	Bio-CH <sub>4</sub> -CNG
EEG2021	72%	70%	30%	0%	0%	69%	30%	0%
BAU	63%	94%	6%	7%	9%	79%	6%	0%
BAU-pricevar	63%	92%	8%	6%	9%	80%	6%	0%
QuotaBoom	65%	92%	8%	6%	8%	77%	8%	0%
FlexIII	65%	94%	6%	6%	10%	76%	8%	0%
FlexQBoom	63%	97%	3%	5%	10%	79%	6%	0%
Implosion	64%	71%	29%	6%	9%	82%	3%	0%
THG-Ultra	73%	94%	6%	3%	12%	56%	29%	0%
EEG-Reform	64%	91%	9%	4%	9%	81%	6%	0%
Mittel	66%	88%	12%	5%	8%	76%	11%	0%

- KWK-Eigen dominiert bis auf Ausnahmen (z.B. aus Vermeidungskostensicht)
- Im Mittel 66% im Weiterbetrieb, aber bei deutlich geringer Biogasproduktion

# Systemsicht (Vermeidungskosten) ohne KWK eigen

Szenario	BGA im Weiterbetrieb	Anteil KWK	Anteil Biomethan	Flex-Base	Flex-Seasonal	Bio-CH4-Grid	Bio-CH4-CNG
EEG2021	61%	1%	99%	0%	1%	99%	0%
BAU	44%	94%	6%	21%	60%	19%	0%
BAU-pricevar	43%	92%	8%	19%	61%	19%	0%
QuotaBoom	47%	92%	8%	20%	55%	24%	0%
FlexIII	48%	94%	6%	15%	61%	24%	0%
FlexQBoom	43%	97%	3%	14%	66%	20%	0%
Implosion	41%	71%	29%	20%	70%	9%	0%
THG-Ultra	60%	94%	6%	8%	34%	58%	0%
EEG-Reform	44%	91%	9%	18%	62%	19%	0%
Mittel	48%	81%	19%	15%	52%	32%	0%

# Zusammenfassung

- Über alle Szenarien ist **kein Post-EEG Konzept** aus betriebswirtschaftlicher Sicht eindeutig **im Vorteil**
  - **Risiken sind deutlicher geringer bei Vor-Ort-KWK**, da gesicherte EEG-Vergütung (Preis & Volumen), Flex-Zuschlag und geringere Investitionshöhen
  - Bei Biomethan besteht ein **langfristiges Risiko bezüglich der Infrastrukturverfügbarkeit** (Rückbau der Gasnetze/ Umbau zu H<sub>2</sub>-Netzen) und Regulatorik (Existenz der THG-Quote nicht garantiert) → Ggf. Zukunft nur regional, dort wo hohes Biogaspotential und Kohlenstoff bzw. Gasbedarf einen Umbau zu Biogassammelnetzen ermöglicht (→ Wärme zu Energieplanung weiterentwickeln)
- Signifikanter **Unterschied zwischen betriebs- (Saisonale Flexibilisierung und Biomethannetzeinspeisung) und volkswirtschaftlicher Sicht (KWK-eigen aus)**
  - Saisonale Flexibilisierung bietet zudem viele systemische Vorteile:
    - Auf Netzebene im Zusammenspiel mit PV
    - Als Symbiosepartner zu Agri-PV auf Grünland, das Grassilage als saisonaler Speicher auf gleicher Fläche bereitstellt
    - benötigt aber **hohe Überbauung für Kurzfrist Flex im Winter**
  - **BioCH<sub>4</sub>-CNG speziell für kleinere BGA mit viel Gülle und wenig Wärme** interessant → deutlich höheres Risiko (Absatzmarkt) sollte über langfristigen Abnahmeverträgen mit Großkunden reduziert werden
- Neue Wege:
  - Pooling und Kombination der bestehenden Gruppen/Konzepte
  - Ökosystemdienstleistungen (Biodiversität), Einbindung in „Bioraffinerien“ bis hin zu CO<sub>2</sub>-Nutzungskonzepte → aus BGA-Sicht jedoch zusätzliche/neue Substrate bzw. weitere Koppelungsprodukte

# Fazits für die Gestaltung der Rahmenbedingungen

- Allgemein
  - Um Bestand zu erhalten (mehr als 50%) müssen sich Rahmbedingungen deutlich verbessern, speziell wenn Anforderungen gleichzeitig weiter steigen
  - Marktvolumen (EEG-Ausschreibung/Kraftstoff/Biomethan) sowie hohe CO<sub>2</sub>-Preise im Bereich 200 €/tCO<sub>2</sub> wichtigste Stellschrauben
  - Stärkere Anreizung der Wertigkeit, die BGA liefern können: Flexibilität/Kapazität, THG-Minderung, Öko-SDL
- Mehr Ausschreibungsvolumen für Vor-Ort-KWK (günstiges grünes Gas im System, Gas wird auch bei 100% EE benötigt)
- Gebot auf Bemessungsleistung umstellen, um allen BGA eine hohe Überbauung zu ermöglichen und mehr gesicherte Leistung im System zu gewährleisten
- Kostensteigerung → Degression aussetzen / absenken bzw. an bestimmten Preisindizes ausrichten
- Vereinheitlichung der Anforderung / Nachhaltigkeitskriterien in allen Sektoren und schrittweise Anpassung der CO<sub>2</sub>-Bepreisungssysteme (→ ETSII)
  - Bis dahin ein analoges Instrument für das Kraftstoffquotensystem für andere Sektoren oder allgemein für gasförmige Energieträger
  - CO<sub>2</sub> Bepreisung bzw. Wert der THG-Minderung in der Landwirtschaft sollte gleichen Wert in allen Energiesektoren haben, um Inkonsistenzen und Fehlanreize zu vermeiden



**Universität Stuttgart**

**IER** Institut für Energiewirtschaft  
und Rationelle Energieanwendung

**Vielen Dank!**



**Joshua Güsewell**

E-Mail [Joshua.gueseowell@stadtwerke-stuttgart.de](mailto:Joshua.gueseowell@stadtwerke-stuttgart.de)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

