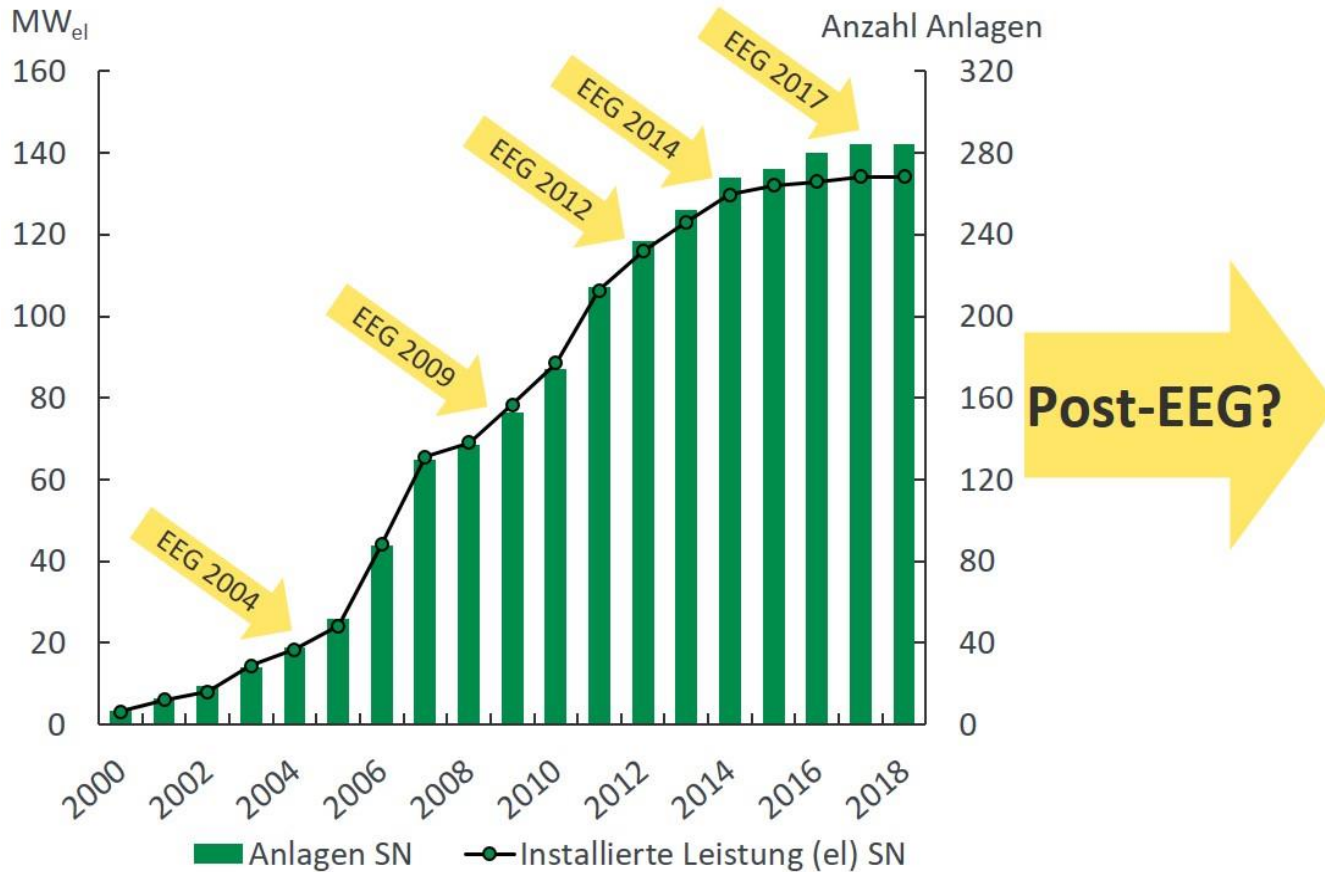




Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung



Verfahrenskonzepte und
gesamtheitliche Bewertungen
von Biogasanlagen aus Post-
EEG-Projekten und dem AuRaSa
Biogasprojekt

16. Sächsische Biogastagung
8. Okt. 2020

Dr. Ludger Eltrop,
M.Sc. Joshua Güsewell

Gliederung

1. Signale für die Bioenergie aus Rahmenbedingungen (EEG 2020/2021, Düngemittel-Vo, Biogas + Pandemie)
2. Post-EEG-Projekt NxtGenBGA – Szenarien für die nächste Generation an Biogasanlagen im Ländervergleich
3. Projekt AuRaSa – Ergebnisse und Betreiberumfrage BGA Sachsen 2019/20
 - Analyse der Folgekonzepte
 - Bestandsentwicklung im Szenariovergleich
4. Schlussfolgerungen und Diskussion

Neue Rahmenbedingungen für Biogas

Positive Signale zur Bioenergie aus den Verhandlungen zum EEG 2020/21

- Referentenentwurf: Anfang September; Stellungnahmen Verbände: 17.9. Kabinettsbeschluss: 23.9. Bundestag: 29. Oktober (?)
 - Bioenergie soll nachhaltig weiterentwickelt und flexibilisiert werden
 - Ausbauziel für Strom aus Biomasse auf 8,4 GW inst. Leistung erhöht
 - Anhebung der Gebotshöchstwerte
- Beseitigung des Flexdeckels für Bestandsanlagen; Flexprämie neu: 65 €/kW inst. Leistung für 10 Jahre
- Höherer Flexzuschlag für Neuanlagen
- Ausschreibungsvolumen auf jährlich 350 + 150 MW installierte Leistung erhöht
 - für Biogas und Biomethan: 225 MW
 - 75 MW neue Biomethan-BHKW im Süden
- Umstellung gleitende Marktprämie auf Jahresmittelwert
- Flexibilisierung Qualitätssicherung: mind. 4000 Viertelstd./Jahr Einspeisung von 85% inst. Leistung

Aber

Flexibilisierung von Bestandsanlagen unzureichend: Flexprämie kann häufig nicht mehr volle 10 Jahre in Anspruch genommen werden (weil BGA bereits zu alt ist). Nicht flexible Bestandsanlagen belasten das Energiesystem.

Zu wenig Änderungen für kleine Gülleanlagen, keine Erhöhung auf 150 kW BL

Die nachfolgende Tabelle enthält die für die Zielerreichung im Jahr 2030 erforderlichen Ausschreibungsmengen, die in diesem Gesetz in den §§ 28 bis 28c für jedes Ausschreibungssegment bis zum Jahr 2028 festgelegt sind:

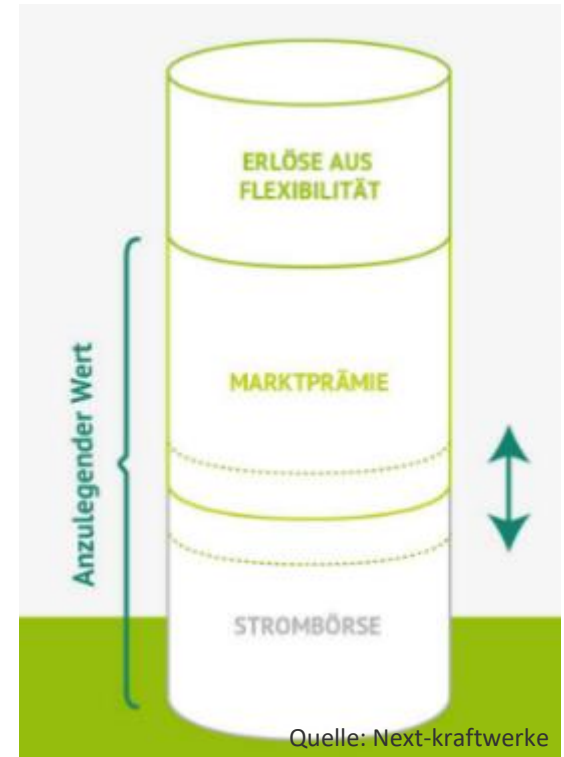
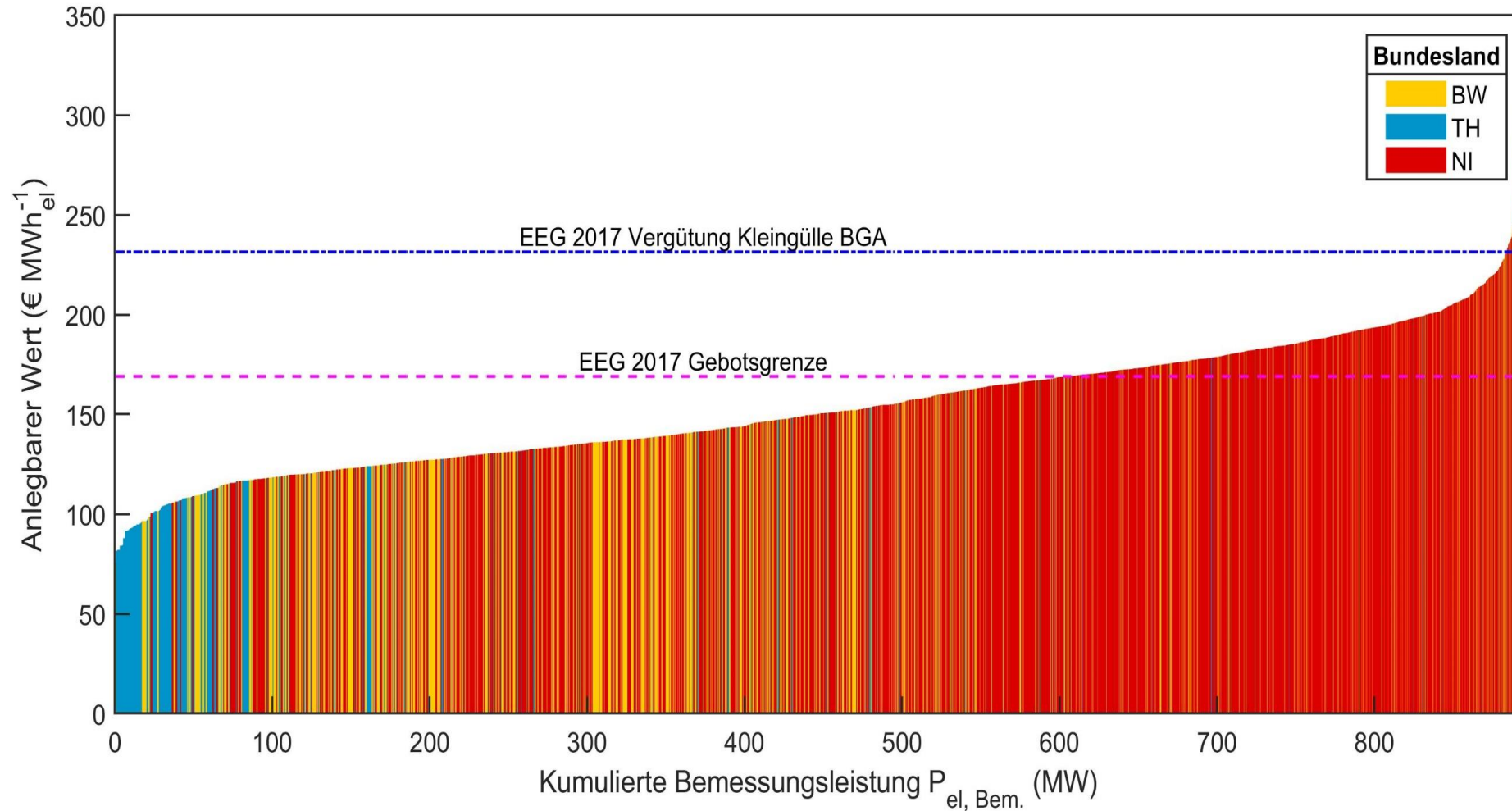
Ausschreibungsmengen	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029**
Wind an Land	4,5 GW	2,9 GW	3,0 GW	3,1 GW	3,2 GW	4,0 GW	4,8 GW	5,8 GW	wird fortgeführt
Photovoltaik									
Dachanlagen, gestaffelt	200 MW	200 MW	400 MW	400 MW	800 MW	1,0 GW	1,1 GW	1,2 GW	wird fortgeführt
Freiflächenanlagen (FFA)	1,9 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW	
Gesamt PV	2,1 GW	1,9 GW	2,1 GW	2,1 GW	2,5 GW	2,6 GW	2,7 GW	2,8 GW	
Innovationsausschreibung	500 MW*	550 GW	600 MW	650 MW	700 MW	750 MW	800 MW	850 MW	wird fortgeführt
Biomasse									
Feste Biomasse und Biomethan	225 MW	225 MW	225 MW	225 MW	225 MW	225 MW	225 MW	225 MW	wird fortgeführt
Biomethan	75 MW	75 MW	75 MW	75 MW	75 MW	75 MW	75 MW	75 MW	
Gesamt Bio-	300 MW	300 MW	300 MW	300 MW	300 MW	300 MW	300 MW	300 MW	

* Ausschreibungsmenge aus EEG 2017
 ** Ausschreibungsmengen in 2029 bzw. ab 2026 bei Wind auf See für Zubau in 2030 nicht relevant für Zielmodell bzw. für Zubau nach 2030

**Post-EEG Phase – wie geht's ab
2020 weiter?**

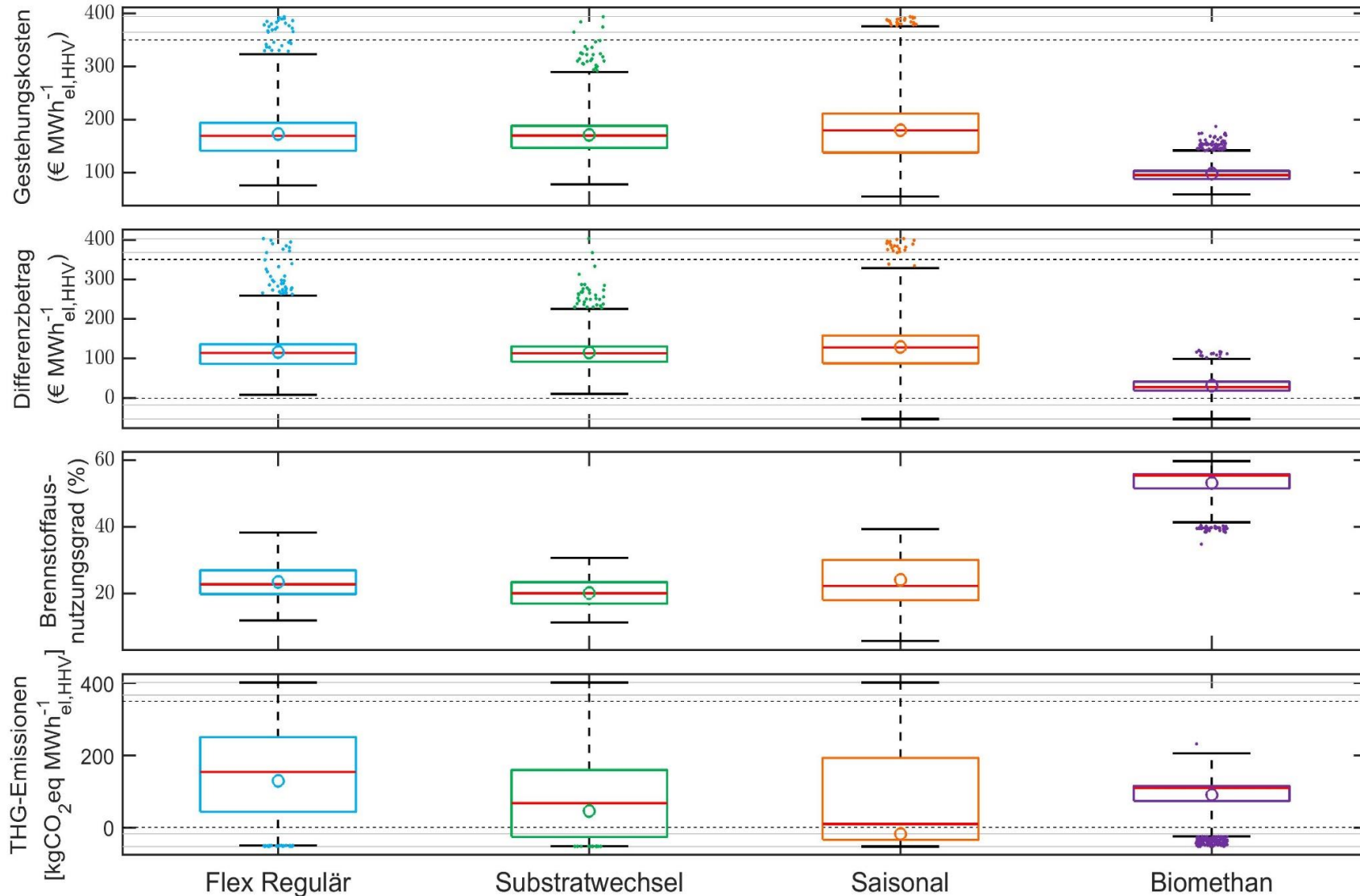
Was bekommt man für 16,9 Ct/kWh?

Folgekonzept Flex-Regulär im REF Szenario



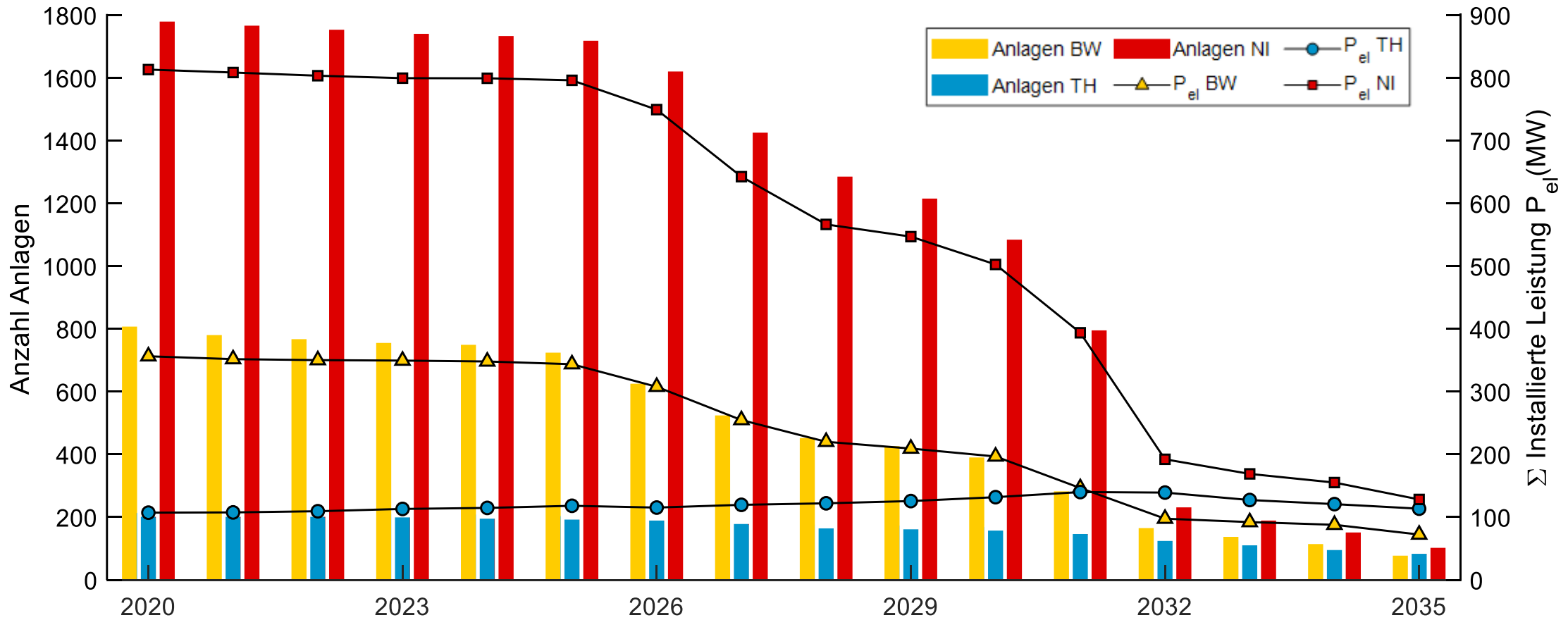
→ Große Anlagen (in NI) finanzieren sich schon allein über den anzulegenden Wert, kleine Anlagen haben das Nachsehen.

Auswirkungen von Folgekonzepten im Bestand (BW, NI, TH)



- Vereinzelt Anlagen mit Folgekonzept „Saisonal“ weisen positiven Differenzbetrag auf → Betrieb ohne Förderung möglich
- Streuung bei „Saisonal“ am stärksten, da nicht alle BGA mit Wärmenutzung und stärkste BL Reduktion
- Substratwechsel erhöht Differenzbetrag leicht, senkt THG aber deutlich (im Vergleich ggü. „Flex Regulär“) → ökologische Vorteilhaftigkeit benötigt zusätzliche Erlöse, verschlechtert aber auch die Effizienz
- Geringster Differenzbetrag/höchste Effizienz bei Biomethan, zum Teil aber THG Vorteil ggü. Erdgas/fossile Referenz gering

Entwicklung Anlagenanzahl und Leistung im Szenario REF nach Regionen (ohne Biomethan)

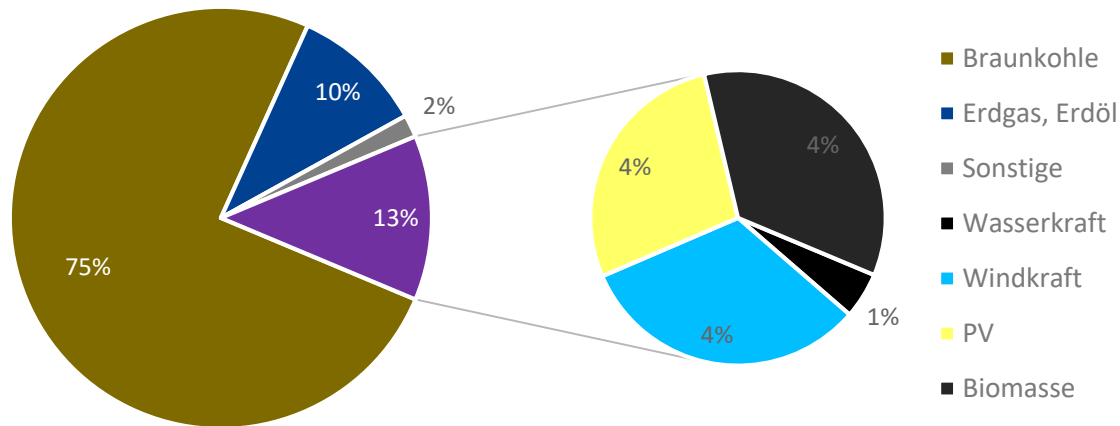


- Anlagenpark TH kann Leistung stabilisieren, Anlagenanzahl halbiert sich
- Größter Einbruch in NI, da hohe Anteil Nawaro und Substratpreissteigerungen zu hohen Anlegbaren Werten im Vergleich führen und Degression (nur 35% unter Maximal Gebot)
- Ähnliche Entwicklung in BW, hier durch kleinere Anlagen höhere Werte bei anlegbaren Werten (50% unter maximal Gebot)
- Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2023-2029 limitiert stark

Projekt AuRaSa: „Auswirkungen von veränderten energie- und umweltrelevanten Rahmenbedingungen und Technologiefortschritt auf die Entwicklung sächsischer Biogasanlagen“

AuRaSa: Hintergrund und Ziele

- Auslaufen EEG und EEG-Anschlussbetrieb mit neuen Anforderungen
- Langfristige Perspektiven für Post-EEG Phase unklar
- Biogas und feste Biomasse wichtiger Anteil der EE-Stromerzeugung in Sachsen
- BGA-Bestandsstruktur Sachsen unterscheidet sich deutlich von BGA Bestand in anderen Bundesländern → viel Gülle und hohe THG-Minderung in der Landwirtschaft




Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Sachsen im Jahr 2016 mit insgesamt 41.798 GWh_{el}

- Strategien innerhalb und außerhalb des EEG für einen Fortbestand bzw. für geeignete Folgekonzepte für BGA in Sachsen nach dem Auslaufen der derzeitigen ersten EEG-Förderphase verdeutlichen,
- Entscheidungshilfen für die Politik und den BGA-Berufsstand und -sektor entwickeln,
- Optionen unterschiedlicher Betriebsweisen für die Rahmenbedingungen in Sachsen technisch und ökonomisch aufzeigen, und
- Den Stand und die Entwicklungsoptionen für die sächsischen Biogasanlagen vor dem Hintergrund der Energiewende und der aktuellen relevanten Gesetzgebung aufzeigen, bzw.
- Hinweise auf (ggf. neue) Geschäftsmodelle (zusammenfassend als „Folgekonzepte“ bezeichnet) geben.


Die Betreiberumfrage BGA Sachsen 2019/20 im Überblick

- Umfragebögen mit 6 Themenblöcken
 - Betriebs- und BGA-Kenndaten inkl. BHKW
 - Substrate: Mengen und Eigenschaften
 - Bauliche Ausführung der Anlagenkomponenten: Feststoffeinbringung, Fermenter, Gärrestlager und Gasspeicher
 - Wärmenutzung
 - Kosten: Erstinvestitionskosten + Ersatzinvestitionen + Betriebskosten + Stand Flexibilisierung
 - Post-EEG Weiterbetrieb und EEG-Anschlussförderung
- Rücklauf n = 34 Bögen/Datensätze, ca. 12% des Bestandes
- Daten beziehen sich auf Betriebsjahre 2019 (21), 2018 (12) und 2017 (1)

LANDESAMT FÜR UMWELT,
LANDWIRTSCHAFT
UND GEOLOGIE



Freistaat
SACHSEN



Universität Stuttgart
IER
Institut für Energielieferant und
Katalytische Energieerzeugung

Kontakt LFULG (Rückmeldung & formelle Rückfragen)
 Frau Brückner/Zschoche
 Tel.: 035242 631 71 02/09
 Email: eveline.zschoche@smul.sachsen
 Fax: 0351 451 2610 009

Kontakt IER (Inhaltliche Rückfragen)
 Herr Güsewell
 Tel.: 0711 685 878 53
 Email: joshua.guesewell@ier.uni-stuttgart.de

Umfragebogen 2019/2020

Perspektiven für Biogasanlagen in Sachsen

Sehr geehrte Betreiberinnen und Betreiber einer Biogasanlage in Sachsen,
 wir möchten Sie bitten, sich an der beigefügten Umfrage zur Lage und Zukunft von Biogasanlagen (Post EEG) in Sachsen zu beteiligen. Mit Ihrer Teilnahme leisten Sie einen wichtigen Beitrag, um den Bestand der sächsischen Biogasanlagen gut zu erfassen und das Potential für einen Weiterbetrieb über die ersten 20 Jahre des EEG hinaus zu ermitteln. Aus den Ergebnissen wollen wir Hinweise für die Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen für die Anlagen in Sachsen entwickeln.

 Als Dankeschön für Ihre Bemühungen erhalten Sie von uns eine Rückmeldung zu ihrer eigenen Anlage, wie sie sich bzgl. eines möglichen Weiterbetriebs in Sachsen darstellt.

 Wir bedanken uns herzlich für Ihre Unterstützung!

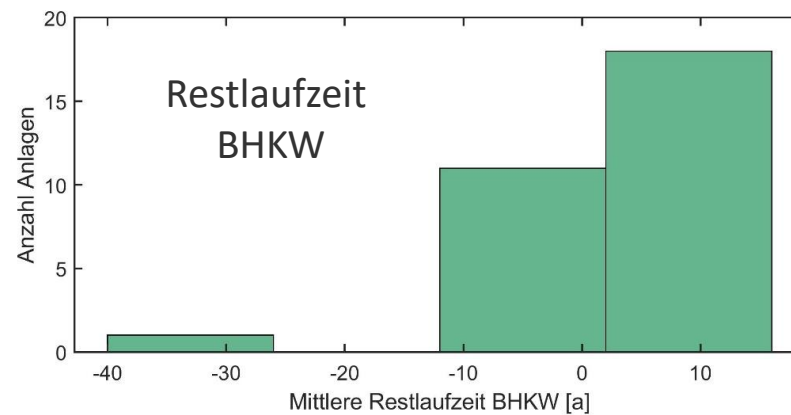
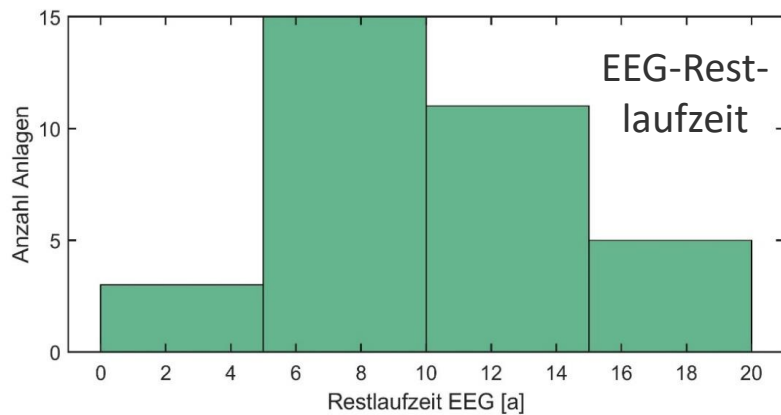
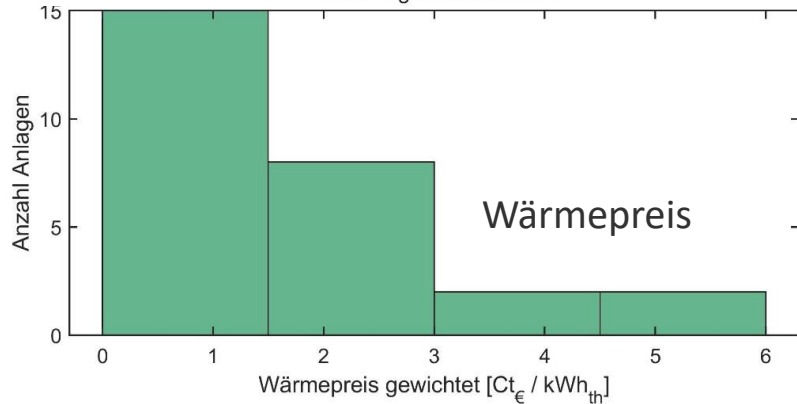
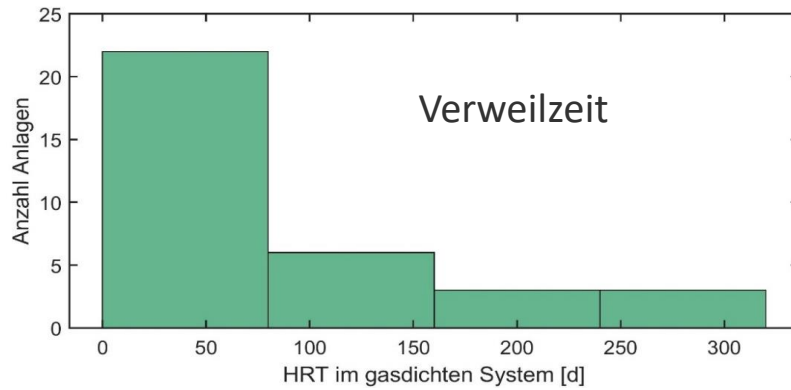
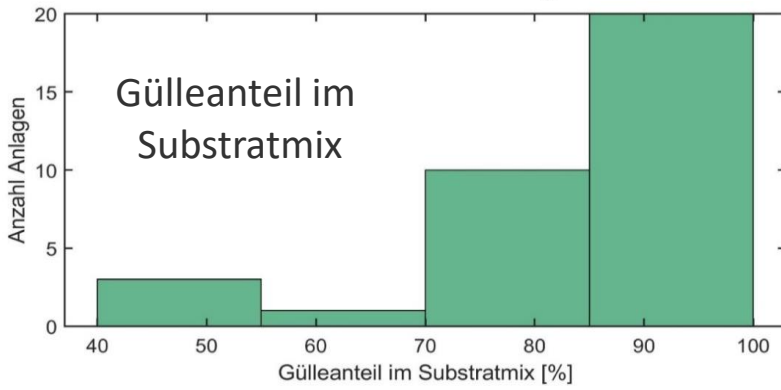
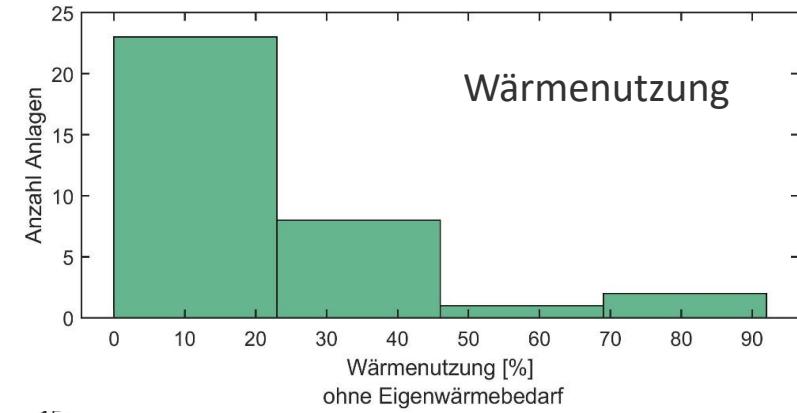
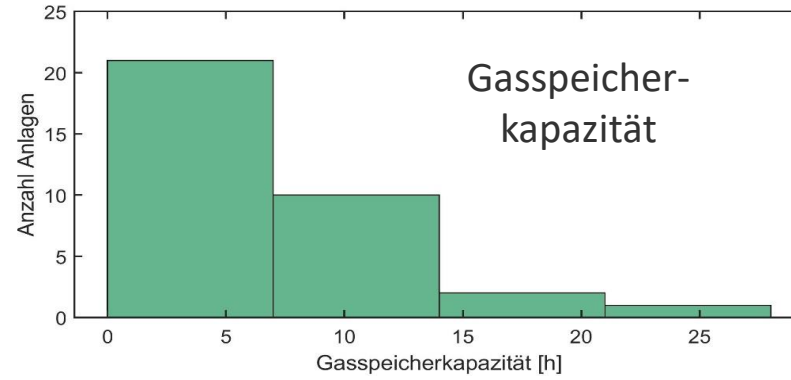
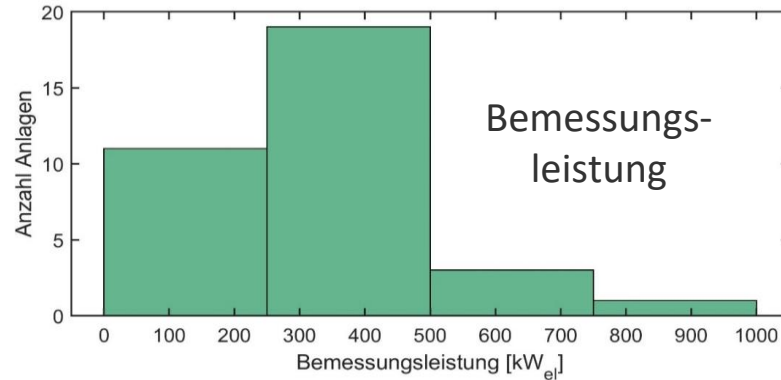
Name des landwirtschaftlichen Betriebs bzw. des Biogasanlagenbetriebs			
Ansprechpartner/in	Straße	PLZ	Ort
Telefon	E-Mail		

Hinweise zum Ausfüllen des Fragebogens:

- Bitte füllen Sie die Felder aus oder kreuzen Sie die zutreffenden Alternativen an. Falls nicht bekannt, lassen Sie das Feld einfach leer. Bitte schicken Sie den ausgefüllten Bogen bis zum 30.01.2020 an die oben stehende Adresse zurück.
- Bei mehreren Standorten/Anlagen füllen Sie bitte je einen eigenen Fragebogen pro Biogasanlage aus.
- Als Referenzjahr für den Anlagenbestand haben wir 2019 gewählt. Bitte füllen Sie daher Daten möglichst einheitlich für das Betriebsjahr 2019 aus. Ist dies nicht möglich, tragen Sie bitte das entspr. Betriebsjahr oben im jeweiligen Abschnitt ein.
- Weiteren Platz für Anmerkungen zu den einzelnen Abschnitten finden Sie auf der letzten Seite des ...
- Sämtliche Daten werden anonymisiert aufbereitet und analysiert (siehe Datenschutzinformationen nach Artikel 13 Absatz 1 und 2 Datenschutz-Grundverordnung).
- Zur Erleichterung Ihrer Arbeit nutzen Sie bitte das Umweltgutachten Ihrer Anlagen.

Dieser Fragebogen ist urheberrechtlich geschützt.

Übersicht des BGA-Bestandes in der Betreiberumfrage



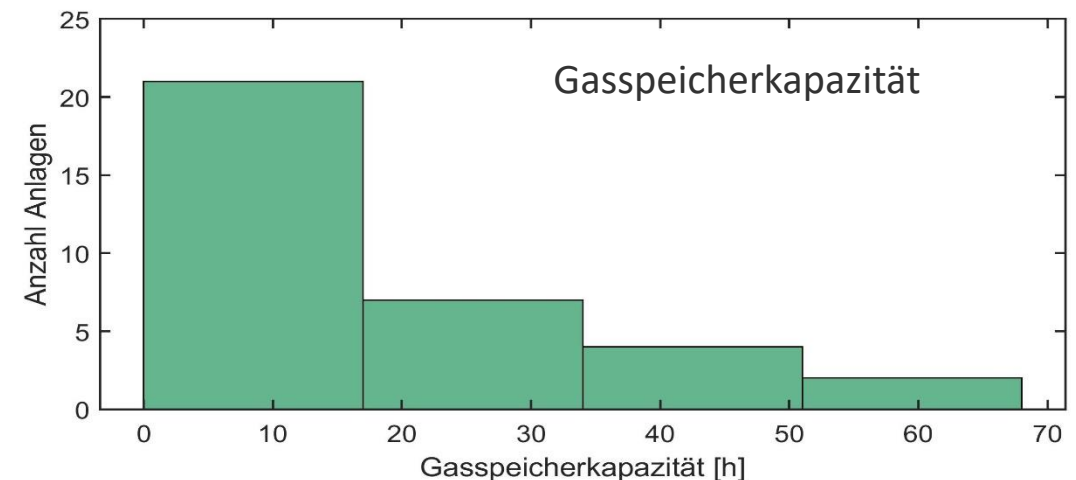
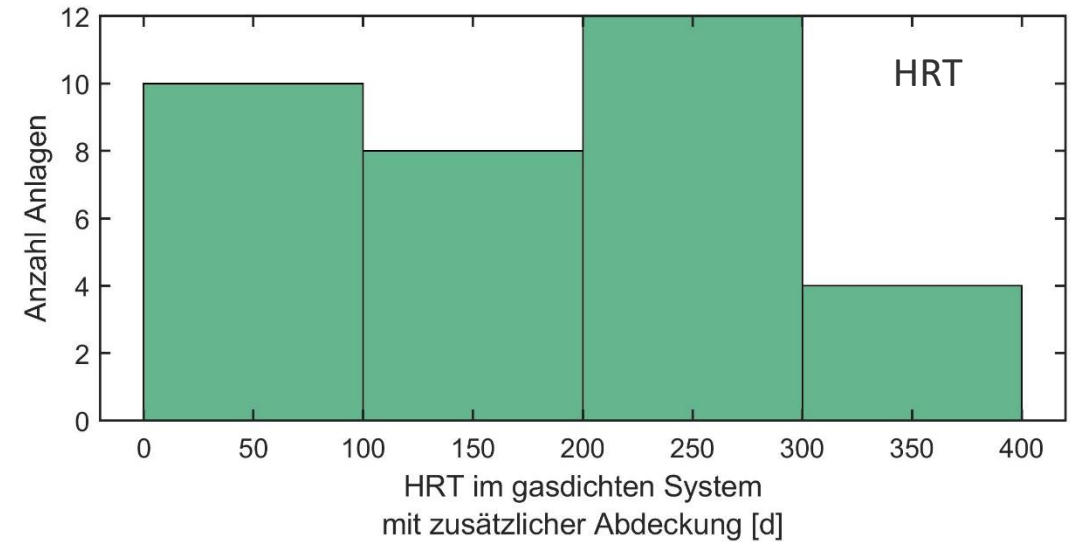
→ Anlagen in der Umfrage repräsentieren den kleinen Anlagenpark mit seinen spezif. Eigenschaften in Sachsen gut.

Auswirkung durch die Abdeckung offener Gärrestlager (GRL)

- Ca. 50% der GRL sind abdeckbar
- Die Abdeckungskosten betragen im Mittel 139 t€ und 22,5€/m³ auf das GRL-Volumen bezogen
- Ersatzinvestitionen in GRL werden im Mittel mit 44€/m³ veranschlagt

Eine Abdeckung offener GRL

- verdoppelt im Mittel die Verweilzeit und sorgt somit für die notwendigen Voraussetzung für die Teilnahme an EEG-Ausschreibungen,
- gleichzeitig erhöht sich das Gasspeichervolumen deutlich und die notwendige Kapazität für eine Flexibilisierung steigt im Mittel um das 3-fache
- auch sinken die THG-Emissionen und die Effizienz steigt (Restgaspotential), dadurch könnten z.B. die THG-Quotenerlöse im Kraftstoffsektor bei der Umrüstung zu Biomethanaufbereitung gesteigert werden



Wie wird die Post-EEG Phase beurteilt?

Hemmnisse (Bezogen auf Anzahl Nennungen n=58):

1. Genehmigungsprobleme (31%) werden von mehr als der Hälfte der Betreiber genannt
2. Weitere Hemmnisse (24%): vor allem Wirtschaftlichkeit (Anforderungen, Rahmenbedingungen) und Finanzierung
3. Trafokapazität (15%)
4. Platzbedarf (10%), Gasstreckenkapazität (9%) und Netzanbindung (9%)

Konzepte für Weiterbetrieb (Bezogen auf Anzahl Nennungen n=103):

1. Eigenenergiekonzepte: Strom/KWK (28%) und Wärme (25%)
2. EEG Anschlussbetrieb: BL-Reduktion (12%) und Leistungszubau (11%)
3. Biomethanaufbereitung: Netzeinspeisung (7%) und lokale Bereitstellung/Tankstelle (5%)
4. KWK-Verstromung und Vermarktung außerhalb EEG und weitere (3%)

Rückmeldung an BGA Betreiber

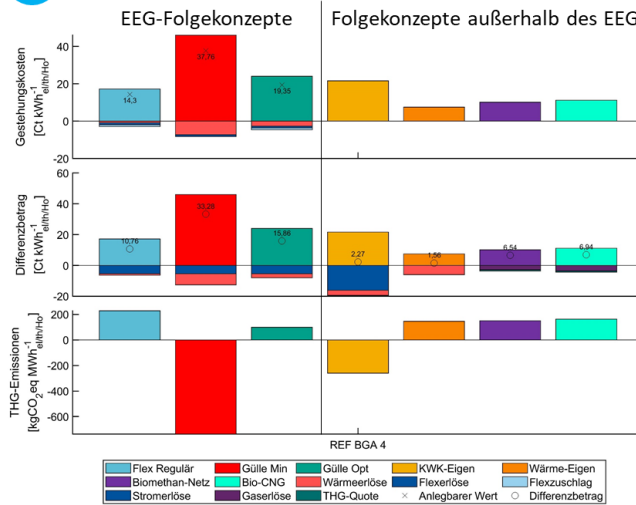
IST-Stand Ihrer BGA

REF BGA 4

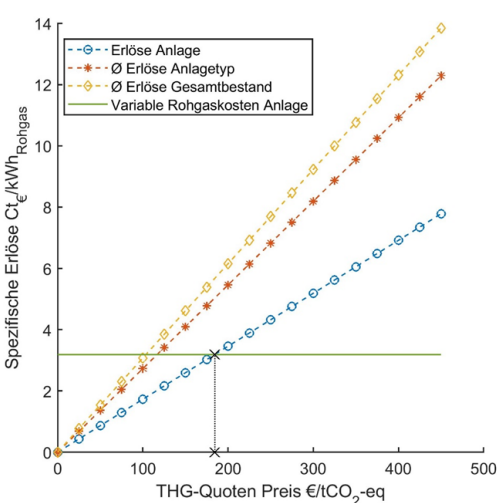
Parameter	Leistung		Substrate		Verweilzeit gasdichtes System [Tage]	Gasspeicherkapazität [Std.]	Gärrestlager			
	Installiert [kW _{el}]	Bemessung [kW _{el}]	Substratanteile [%]	THG Einsparung Gülle [t CO ₂ -eq/a]			Methanpotential [Nm ³ /h]	Kapazität [Monate]	Gasdichte Abdeckung	Abdeckung offener Gärrestlager
Ihre Anlage	420	316		327	79.0	87	4.0	9.2	Offen	Nein
Ø Zugeordneter Anlagentyp	344	287		1,172	67.0	59	7.1	6.3	9%	50%
Ø Gesamtbestand (Umfrage)	410	339		1,213	81.4	87	6.4	6	32%	54%
Einschätzung & Bedeutung zukünftiger Veränderungen	Einsparung Gasmenge & -kosten bei 2facher-Überbauung			Mindest THG-Einsparung nach REDII erfüllt	Variable Gaskosten [Ct _€ /kWh _{el}]	Veränderung durch Abdeckung offener Gärrestlager (GRL)	Kosten Lagerbau*	Kosten für Abdeckung**	REDII erfüllt (mit möglicher Abdeckung)	
	9 bis 0%	22 bis 0 Tsd.€		Nein	3.19	87	4.0	178,657 €	- €	Nein

Parameter	Weiterbetrieb				Flexibilisierung & Direktvermarktung			Wärmenutzung			Eigenstrombedarf [%]	Personal aufwand [Ct _€ /kWh _{el}]
	Restlaufzeit EEG [a]	Restlaufzeit BHKW [a]	Sanierungs-kosten [€/kW _{el,alt}]	Sanierungs-kosten [% von Anfangsinvest]	Überbauungs -faktor	Fahrweise (un-/semi-/vollflexibel/unbekannt)	Flexerlöse (inkl. Regelenergie) [Ct _€ /kWh _{el}]	Prozess-wärmebedarf [%]	Nutzung (inter u. extern) [%]	Erlöspreis (gewichtet) [Ct _€ /kWh _{el}]		
Ihre Anlage	9	-	-	-	1.33	Unflexibel	-	-	0%	-	-	0.53
Ø Zugeordneter Anlagentyp	9	1.8	721	11%	1.21	82% / 9% / - / 9%	0.64	32%	19%	0.71	6.26%	0.93
Ø Gesamtbestand (Umfrage)	10	2.4	998	21%	1.24	79% / 3% / 9% / 9%	1.49	32%	18%	1.30	6.95%	1.45

2 Ergebnisse für Folgekonzepte Ihres Anlagentyps



3 Einordnung CO₂-Preise (Quotenhandel)



4 Zusammenfassung der Ergebnisse, Empfehlungen und Hinweise

- Hohe Übereinstimmung mit REF BGA 4, etwas höhere Verweilzeit aber niedrigere Wärmenutzung
- Ergebnisse (Anlegbarer Wert, Differenzbetrag) deshalb voraussichtlich etwas höher anzusiedeln
- Wärme-Eigen für REF BGA 4 nahe der Wirtschaftlichkeit, da aber keine Wärmenutzung vorliegt wahrscheinlich nicht zutreffend
- KWK-Eigen bei sehr hohen Strombezugskosten (Kompensation fehlende Wärmenutzung) ggf. eine Option
- Hoher Nawaro-Anteil und nicht gasdichte GRL machen Biomethan unattraktiv

Rückmeldung = individuelle Einordnung

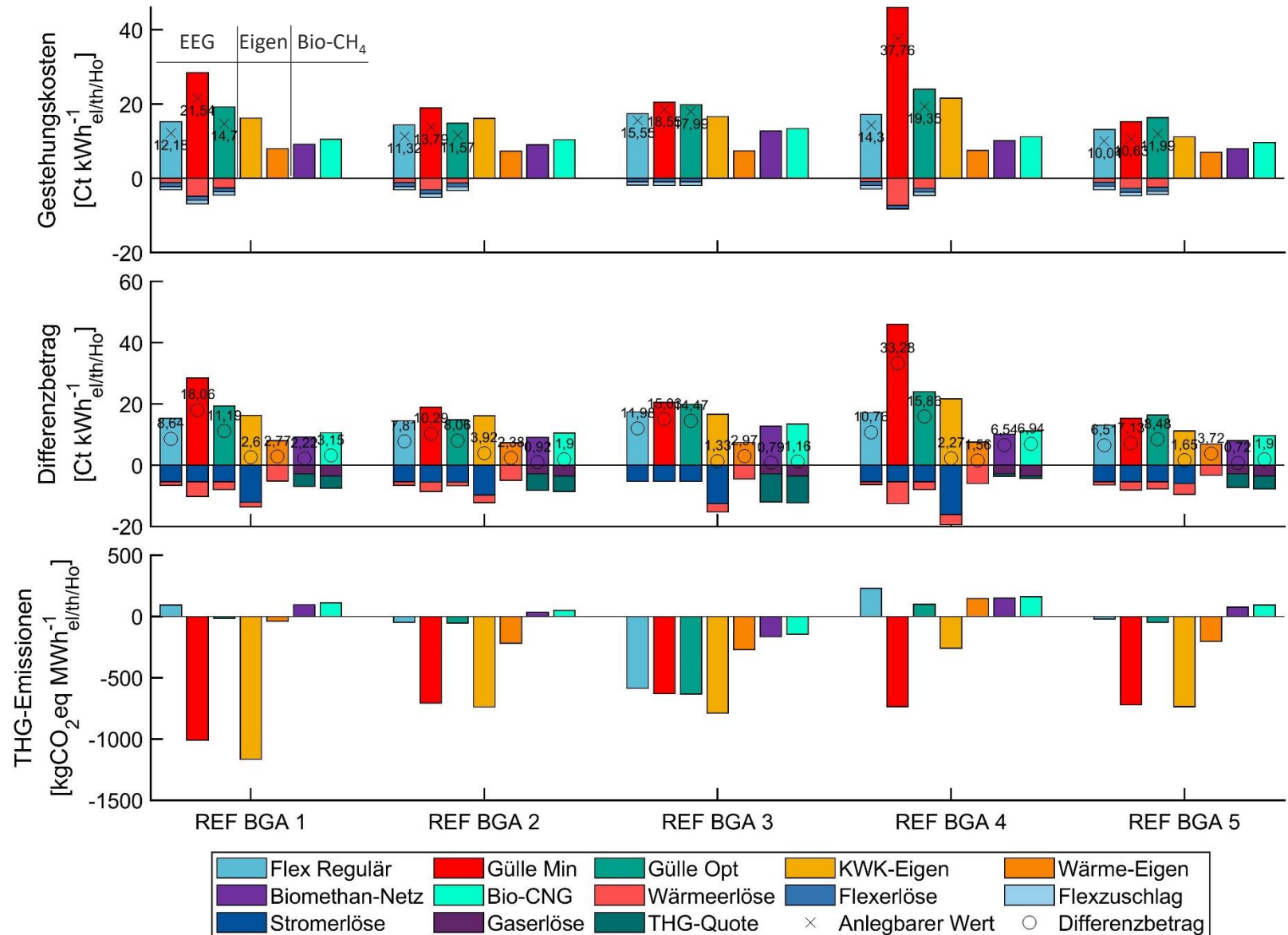
- Tabellen zur Anlagenwerte im Vergleich zur gleichen Klasse und Gesamtbestand mit Wertung anhand Ampelkategorien zu den Themenfelder Substrate, Verweilzeit, Gasspeicher, GRL, Weiterbetrieb, Flexibilisierung und Wärmenutzung
- Ergebnisse zu den modellierten Folgekonzepten der jeweiligen Beispiels Referenz-BGA, Vergleich anhand spezifischer Leistungskennzahlen Gestehungskosten, Differenzbetrag und THG-Emissionen
- Wertigkeit der Güllevergärung anhand möglich Erlöse in Form von THG-Quoten (CO₂-Preis)
- Zusammenfassung und Hinweise (z.B. zu Abweichung der individuellen Anlage von der zugeordneten REF-BGA)

Bewertung nach Ampelsystem gut mittel schlecht

**Mit welchen Folgekonzepten
in die Post-EEG-Phase?**

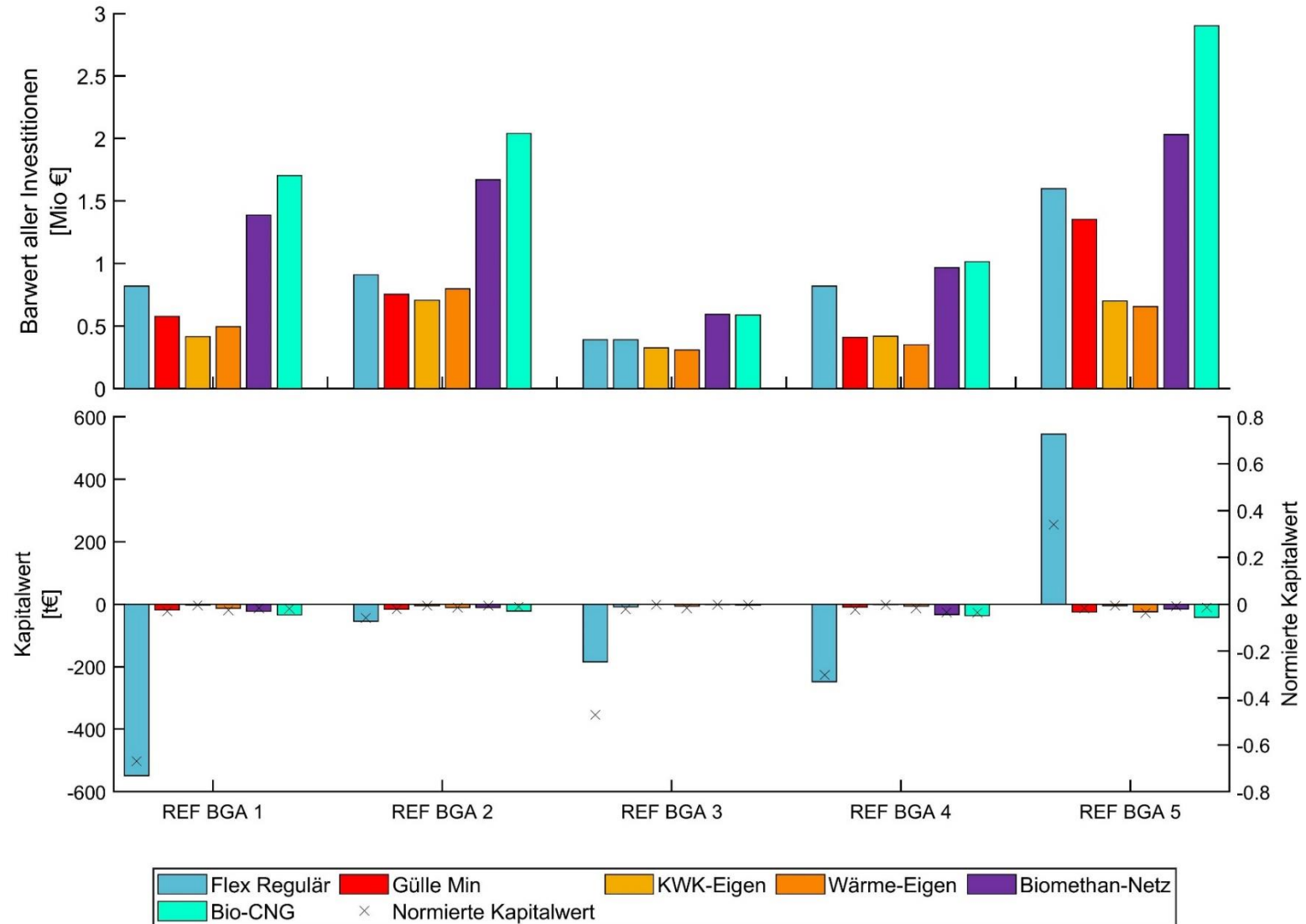
Vergleich der Folgekonzepte für die fünf Referenz-BGA - Leistungskennzahlen

- 'Flex-Regulär' im Vergleich der KWK-Konzepte mit spezifisch niedrigsten Kosten, anlegbaren Wert, Differenzbetrag jedoch für KWK-Eigen am niedrigsten
- Gülle-Min führt teilweise zu sehr hohen Kosten, aber sehr vorteilhaften THG-Emissionen
- Außerhalb des EEG Biomethan-Netz gefolgt von KWK-Eigen der Wirtschaftlichkeit am nächsten, es fehlen aber in der Regel 2-4 Ct/kWh um Kosten zu decken
- Gaserlöse etwas höher bei Bio-CNG, aber nicht genug um höhere Kosten zu kompensieren, auch THG-Emissionen, da hohe Strombezug für hohe Kompression erforderlich
- Niedrigste THG-Emissionen bei KWK-Eigen, da hohe Wärmenutzung und hohe Gülleanteil zusammenkommen

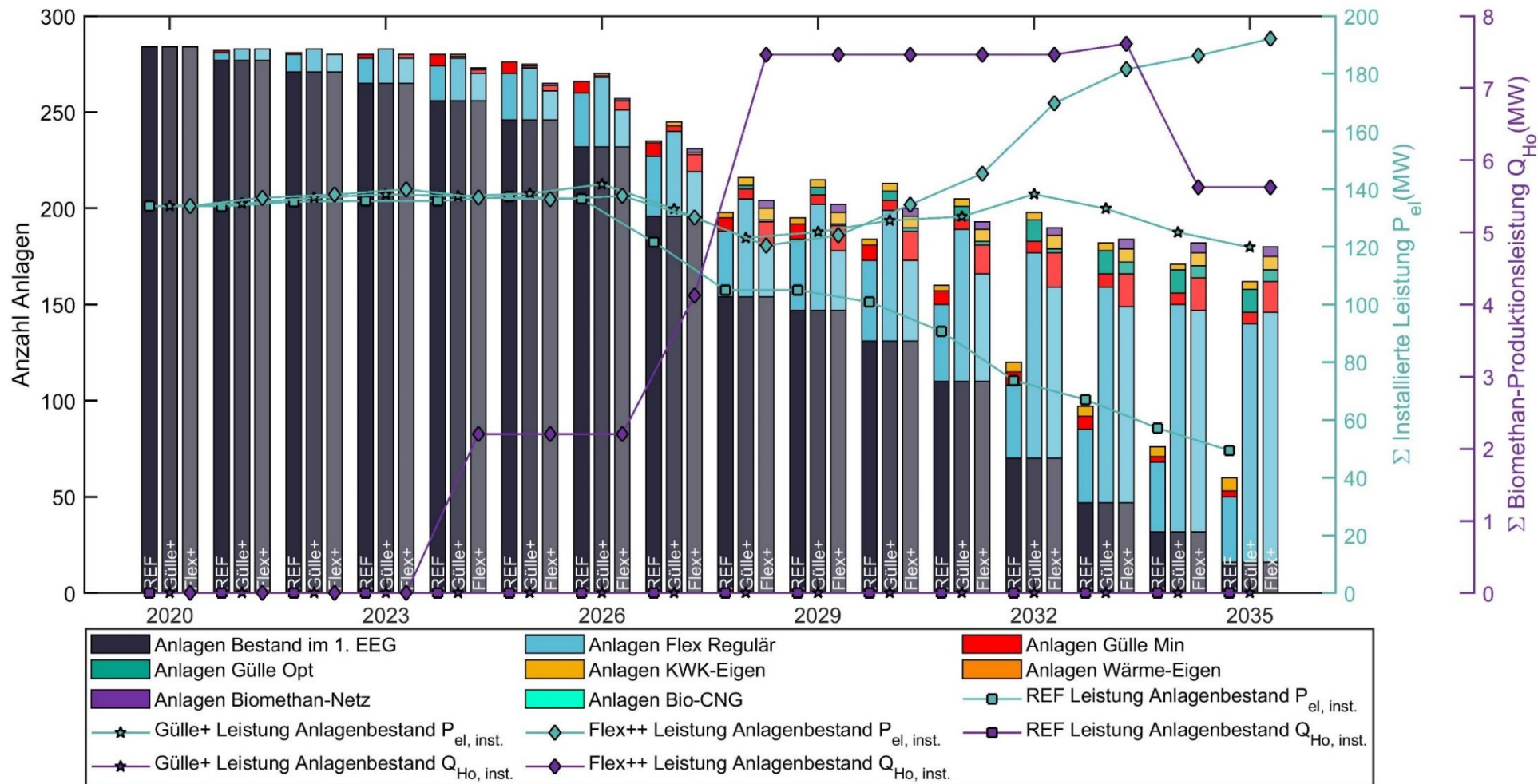


Vergleich der Folgekonzepte für die fünf Referenz-BGA – Investitionen und Wirtschaftlichkeit

- Im Vergleich weist die Biomethanumrüstung die höchsten Investitionen auf → erfordert ggf. neue Organisationslösungen / Aufteilung der Wertschöpfung um Risiko zu senken
- Investitionen bei Eigenenergiekonzept am geringsten
- Investitionshöhe für Gülle-Min deutlich niedriger als für Flex-Regulär
- Sofern EEG-Zuschlag hoher Kapitalwert zu erwarten (REF BGA 5), alle anderen Anlagen gehen in der Ausschreibung leer aus
- Im Szenariovergleich ist der EEG-Anschlussbetrieb in der Regel das wirtschaftlich attraktiver Folgekonzept, aber Zeitpunkt und Rahmen der Ausschreibungsteilnahme sehr entscheidend für Zuschlag (Jahr/Konkurrenz, Ausschreibungsvolumen, Höchstgebotsgrenze)

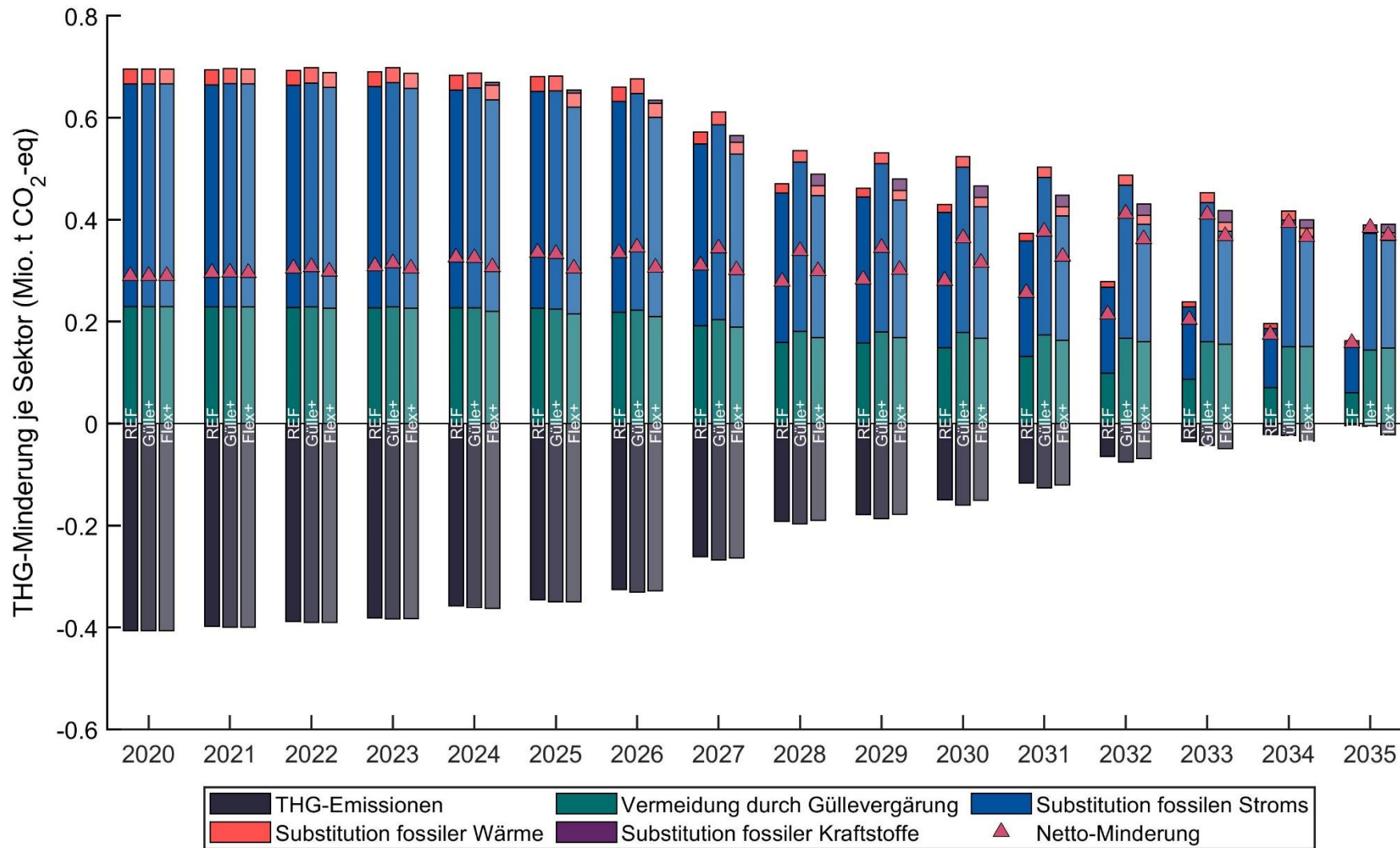


Entwicklungsperspektiven des Biogas-Anlagenparks in Sachsen



- Trotz günstiger Voraussetzung großer Einbruch
- Flex-Regulär ist Konzept der Wahl
- Strukturwandel zu größeren Anlagen, im REF Szenario vor allem REF BGA 5 „erfolgreich“, zum Teil auch mit Gülle-Min
- Szenarien Gülle+ und Flex++ ermöglichen deutlich mehr BGA den Weiterbetrieb; Struktur sowie installierte Leistung können gehalten werden
- Biomethan nur bei hohen THG-Quotenerlösen (Flex++ für manche BGA konkurrenzfähig zum EEG-Anschluss)

Entwicklungsperspektiven der THG-Minderung des BGA-Bestandes in Sachsen



- Spezif. THG-Emissionen der BGA gehen in allen Szenarien stärker zurück als die THG-Vermeidung → Netto-Emissionsminderung steigt in den Szenarien Gülle+ & Flex++
- Gründe für Emissionsrückgang: GRL-Abdeckung, Effizienzsteigerungen, Technologiefortschritt (z.B. Methanschluß BHKW) und Veränderung im Substratmix (Gülle steigt leicht an)
- Absolute THG-Minderung in der Landwirtschaft sinkt durch BGA-Rückgang jedoch deutlich wenn nicht neue Rahmenbedingungen (Gülle+/Flex++)

Diskussion & Schlussfolgerung

Schlussfolgerungen Post-EEG

Umsetzung & weiche Faktoren

- Post-EEG Phase / Flexibilisierung komplexer als 1. EEG Periode
 - mehr Produkte & volatile Märkte
 - Aufwand, speziell in Übergangsphase, hoch
- Genehmigungsaufwand und zusätzlichen Anforderungen hoch
- Finanzierung / Kapitalbeschaffung im Zusammenhang mit neuen Geschäftsmodellen mit höherem Risiko
- Hofnachfolge / langfristige Ausrichtung des landwirtschaftlichen Betriebs muss in Einklang mit perspektivischem Weiterbetrieb stehen

Betreibersicht

- Wirtschaftlichkeit im EEG-Anschluss ist in vielen Fällen gegeben, aber mit mehr Risiko verbunden
- Ausschreibung bietet mehr Sicherheit als Nicht-EEG Konzepte
- Langfristige strategische Ausrichtung planen z.B. vorzeitige Flexibilisierung, GRL Abdeckung und späterer BL-Reduktion in Kombination mit Saisonalisierung zur Steigerung der Wärmenutzung
- Größtes Risiko: Unklare EEG Ausschreibungsvolumen nach 2023
- Außerhalb des EEG ist Biomethanattraktive Option (bei pos. Entw. der Rahmenbedingungen) jedoch mit hohen Investitionen verbunden → neue Organisationslösungen suchen und ggf. langfristige Abnahmeverträge suchen
- KWK-Eigen weitere Option, aber sehr stark von individuellen Betriebsparameter abhängig

Bestandssicht

- Rückgang unter aktuellen Rahmenbedingungen sehr wahrscheinlich mit Strukturveränderung hin zu größeren Anlagen und sinkenden THG-Minderung des Bestandes
- Flexibilisierung kann Einbußen der installierten Leistung des Bestandes etwas abfedern
- Veränderungen der Rahmenbedingungen für positive Entwicklung (Erhalt und Steigerung THG-Minderung, Ausbau der Leistung des Bestandes) notwendig
- EEG-Anschluss in Ausschreibung ist eher Option als Biomethanaufbereitung



Universität Stuttgart

IER Institut für Energiewirtschaft
und Rationelle Energieanwendung



Dr. Ludger Eltrop

Email: ludger.eltrop@ier.uni-stuttgart.de

Telefon: +49-711-685-87816



Dipl.-Ing. Joshua Güsewell

Email: joshua.guesewell@ier.uni-stuttgart.de

Telefon: +49-711-685-87853



***Vielen Dank
für Ihre Aufmerksamkeit!***