



Biogaswärme für die Altstadt

Zukunftskonzept für
Biogasanlagen und
Stadtwerke in Weissenburg

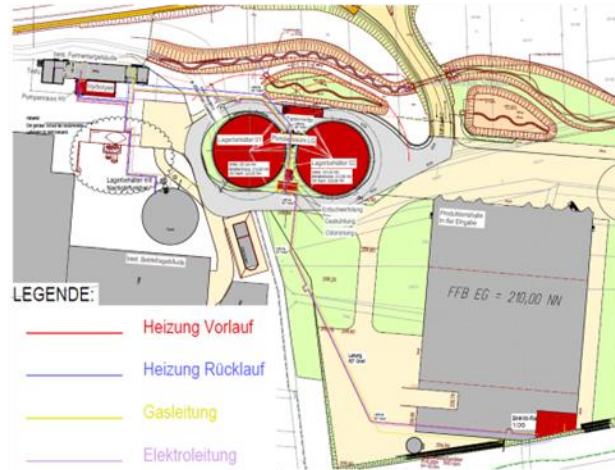
Dr.-Ing. Christoph Lange
Projektleiter

Ingenieurbüro Rückert GmbH

Umwelttechnik & Biogas



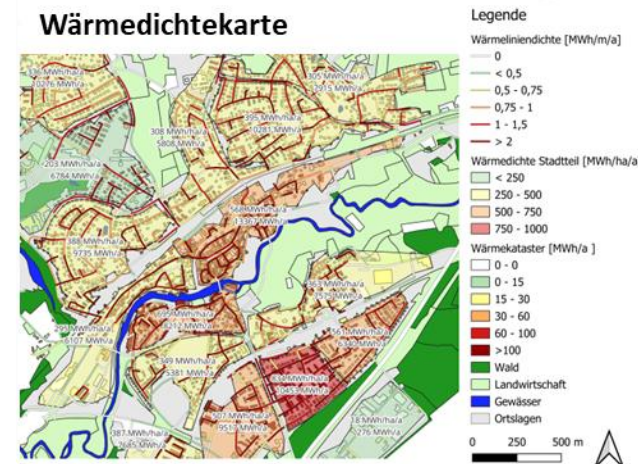
Energietechnik & Klärschlamm



Ingenieur- & Planungsbüro



Wärmedichtekarte



Ingenieurbüro Rückert GmbH

Bereiche

- Energieerzeugungsanlagen
- verfahrenstechnische Anlagen
- Ferngas-, Wärme- und Biogasleitungen
- Hallen, Gebäude, Außenanlagen

- Unabhängige Beratung
- Machbarkeitsstudien, Wirtschaftlichkeitsbetrachtung
- kommunale Wärmeplanung, Transformationsplanung
- Standortentwicklung / Projektierung
- Planung in allen Leistungsphasen (HOAI)
 - u.a. Genehmigungsplanung Baurecht oder BImSchV
- Begleitung Inbetriebnahme

Herausforderung



Beraten. Planen. Lösen.

INGENIEURBÜRO RÜCKERT



Wie gelingt die Wärmewende in einer dicht bebauten Altstadt mit einer Vielzahl an denkmalgeschützten Gebäuden?

Können die bestehenden Biogasanlagen Teil der Lösung sein und eine GEG-konforme Wärmeversorgung langfristig sicherstellen?



Agenda

1. Ausgangslage
 1. Altstadt
 2. Biogasanlagen
 3. GEG
2. Dimensionierung und Leitungsführung
3. Kosten der Biomethanbereitstellung und Einflussfaktoren
4. Erlösoptionen der BGA-Betreiber
5. THG-Emissionen
6. Zusammenfassung

Ausgangslage in Weißenburg

Altstadt-Voraussetzungen:

- intakte mittelalterliche Altstadt - Denkmalschutz-Ensemble (ca. 550 Gebäude)
 - Energetische Sanierungsmaßnahmen (Dämmung, Fenstertausch) nur sehr begrenzt umsetzbar
→ Vorlauftemperatur-Absenkung kaum möglich
 - Denkmalschutz-Konzept schließt Solarthermie/PV für viele Gebäude aus
 - **Hoher langfristig verbleibender Endenergiebedarf, der schwer mit erneuerbarem Strom zu decken ist**
- Dichte Bebauung, Schallschutz, Grundwasserschutz:
 - Wärmepumpen (Luft- wegen Schall und Sole/Erdwärme wegen Grundwasser) meist nicht möglich
- Straßen mit hoher Leitungsdichte und Pflaster auf Beton: ca. 45 cm (autogerecht)
 - Ausbau Wärmenetz oder Stromnetzverstärkung sehr schwer möglich
 - Kaum Platz für neue Heizzentrale oder Trafo-Stationen
 - Kosten für Leitungsbau Fernwärme 2000-3000 €/m erwartet
 - Hausanschlüsse kompliziert (nicht unterkellerte Objekte, Durchführung unterhalb der Bodenplatte)

Bestehendes Gasnetz:

- Gasnetz deckt > 95 % der Verbraucher ab
- Gasverbrauch Altstadt: 20 GWh (H_i)



Oben: Von Mef.ellingen2011, CC BY-SA 3.0,
Unten: Von Tilman2007, CC BY-SA 3.0,
<https://commons.wikimedia.org/w/index.php?curid=23495136>



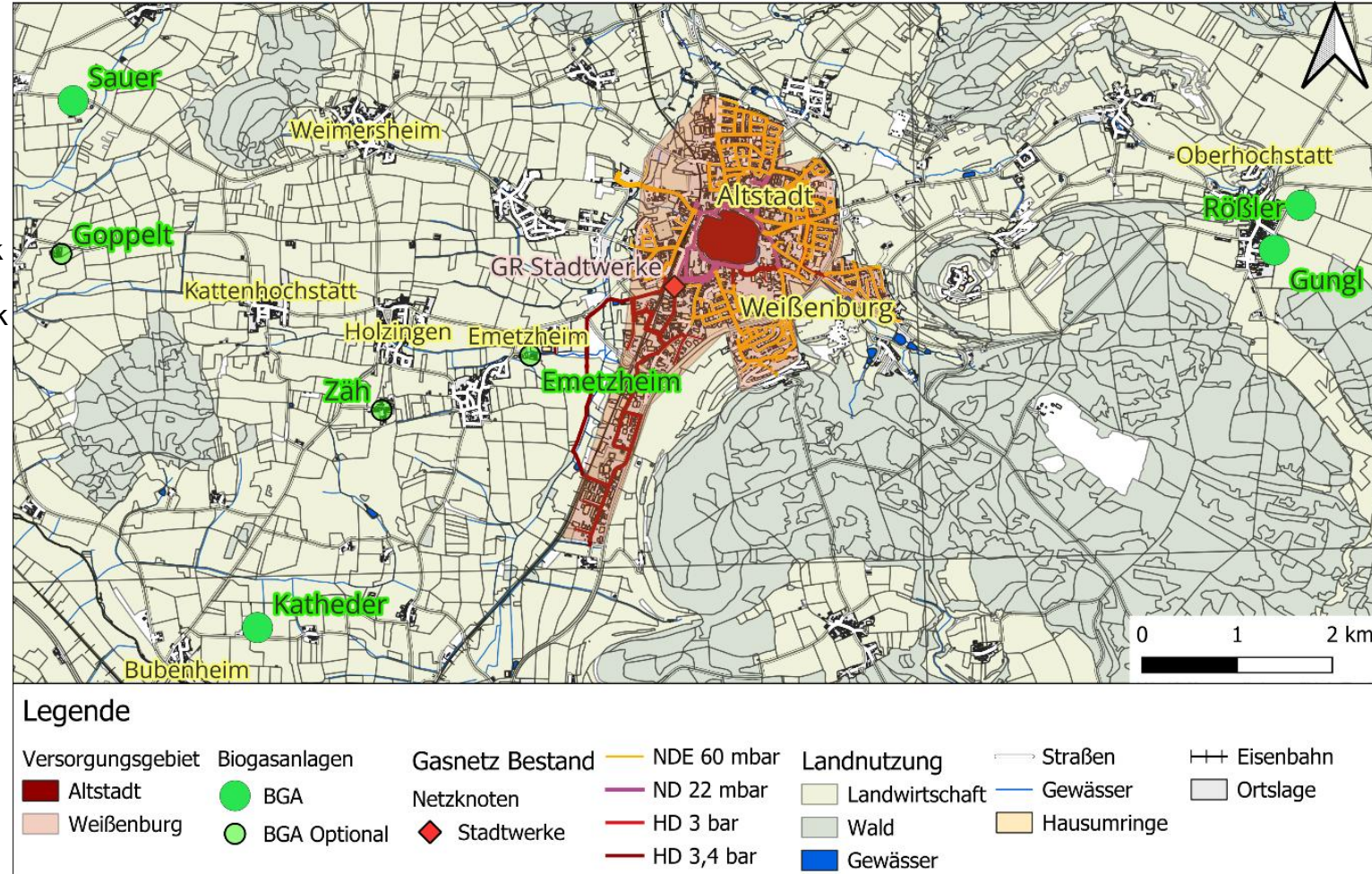
Ausgangslage – Altstadt und Biogas

Biogas-Voraussetzungen:

- 4 BGA mit 55 GWh (H_i) Biogas aktuell
- NawaRo-Anlagen mit Gülleanteil
- Altstadt-Gasbedarf: 20 GWh; 8,3 MW_{Peak}
- entspricht 3,9 Mio. Nm³/a; 1.600 m³/h_{Peak}
- ca. 500 kleine Verbraucher < 50 kW
→ Biogasaufbereitung nötig

Gasnetz:

- Altstadt-Gasnetz deckt > 95 % ab
- Hochdruckschiene auf 3,4 bar
- Niederdruckschiene auf 22/60 mbar



Ausgangslage – jährliche Biogasproduktion

- 4 NawaRo-Anlagen mit > 30 % Gülleeinsatz
- 20-jährige EEG-Vergütung läuft Ende 2025 (Westen) bzw. Ende 2026/2029 (Osten) aus
- (Westen: 2025 erfolgreiches Gebot für EEG-Anschlussförderung)

	Jahreswerte	Osten	Westen	GWh H _i
	Biogas in GWh H _i	Gungl + Rößler	Kathedr + Sauer	Summe
Erzeugung	Aktuelle Erzeugung	23,5	31,3	54,9
	Maximale Erzeugung	46,5	33,9	80,4
	Maximale Abgabe/ Erzeugung ab wann möglich?	ab 2030/2027 Post-EEG bzw. Erweiterung	ab 2026/31 Post- EEG BGA/Satellit	
	Sofortige Abgabe	11,9 ab sofort	9,2 ab sofort	21,1
Abgabe	Mittelfristige Abgabe	19,5 ab 2027	17,9 ab 2026	37,4
	Langfristige Abgabe	40,3 ab 2030	19,6 ab 2031	60,0

Basis für Auslegung:

→ mittelfristige Abgabemenge, zeitnah ohne große Umbaumaßnahmen erreichbar

Ausgangslage – Spitzenlast der Biogasabgabe

	Maximale Leistung	Osten	Westen	MW H _i
	Biogas MW H _i	Gungl & Rößler	Katheder & Sauer	Summe
Abgabe	Winter sofort	1,57	2,12	3,7
	Winter mittelfristig	4,15 ab 2027	4,75 ab 2026	8,9
	Winter langfristig	5,74 ab 2030	5,27 ab 2031	11,0

> 8,3 MW_{Peak} Altstadt

Basis für Auslegung der Komponenten: mittelfristig maximale Gasleistung

- Dimensionierung Biogasleitung/Biogasaufbereitungsanlage (BGAA**)
- 848 bzw. 912 Nm³/h Biogas im Maximum Osten/Westen
- 442 bzw. 406 Nm³/h Biogas im Mittel Osten/Westen
- **Auslegung BGAA auf 800 Nm³/h pro BGA-Paar im Osten/Westen**
- nahezu Vollauslastung im Winter, reduzierte Einsatzstunden im Sommer

*BGA = Biogasanlage

*BGAA = Biogasaufbereitungsanlage



aktuelle GEG-Anforderungen für Biomethan

- Heizung mit Biomethan erfüllt die 65 %-Erneuerbare Energie-Vorgabe aus GEG §71f (1) pauschal
 - Biomethan aus Bestandsanlagen: **keine Begrenzung der Einsatzstoffe**
 - Biomethan aus Neuanlagen $> 1 \text{ MW}_{\text{el,installiert}}$: $< 40 \%$ **Getreidekorn oder Mais** möglich
 - Aufbereitung und Erzeugung des Biogas/Biomethans*: Prozesswärme für Aufbereitung und Erzeugung muss aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden (z.B. Biogas oder Hackschnitzel bei Aminwäsche)
- Eine Biomethan-Beimischung von 65 % zum Erdgas erfüllt die GEG-Anforderung ebenso
- ACHTUNG: Bei Weiterbetrieb eines EEG-geförderten BHKW gilt Maisdeckel für das gesamte Gas
- Einbau neuer Gasheizung zwischen 1.1.2024 und Beschluss der Wärmeplanung**, wenn kein Wärmenetz kommt:
 - ab 1.1.2029: $> 15 \%$ Biomethananteil notwendig
 - ab 1.1.2035: $> 30 \%$ Biomethananteil
 - ab 1.1.2040: $> 60 \%$ Biomethananteil
- Einbau neuer Gasheizung nach Beschluss der Wärmeplanung mit Einzelversorgung: 65 % Biomethananteil sofort

*nach Anlage 1 Nummer 1 Buchstabe a bis c des EEG 2009 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung

**voraussichtlich Mitte 2025, spätestens 30.06.2028



zukünftige GMG-Anforderungen für Biomethan

- §71ff GEG werden voraussichtlich gestrichen: 65 % Forderung und Maisdeckel für Neuanlagen entfallen
- Heizen mit Biomethan erfüllt die Anforderungen des GMG pauschal
 - **keine Begrenzung der Einsatzstoffe**
 - Aufbereitung und Erzeugung des Biogas/Biomethans*: Prozesswärme für Aufbereitung und Erzeugung muss aus erneuerbaren Energien bereitgestellt werden (z.B. Biogas oder Hackschnitzel bei Aminwäsche)
- § 43 GMG Einbau neuer Gasheizung nach Inkrafttreten GMG (**nicht mehr an KWP gekoppelt**):
 - ab 1.1.2029: > **10 %** Biomethananteil notwendig (aktuell 15 %) -> **einzigste Änderung an der Bio-Treppe**
 - ab 1.1.2030: > 15 % Biomethananteil notwendig (aktuell 15 %)
 - ab 1.1.2035: > 30 % Biomethananteil
 - ab 1.1.2040: > 60 % Biomethananteil
 - ODER: Erfüllung des erneuerbaren Anteils durch Kombination mit Solarthermie oder Wärmepumpe mit Nachweis

Leitungsführung und Dimensionierung

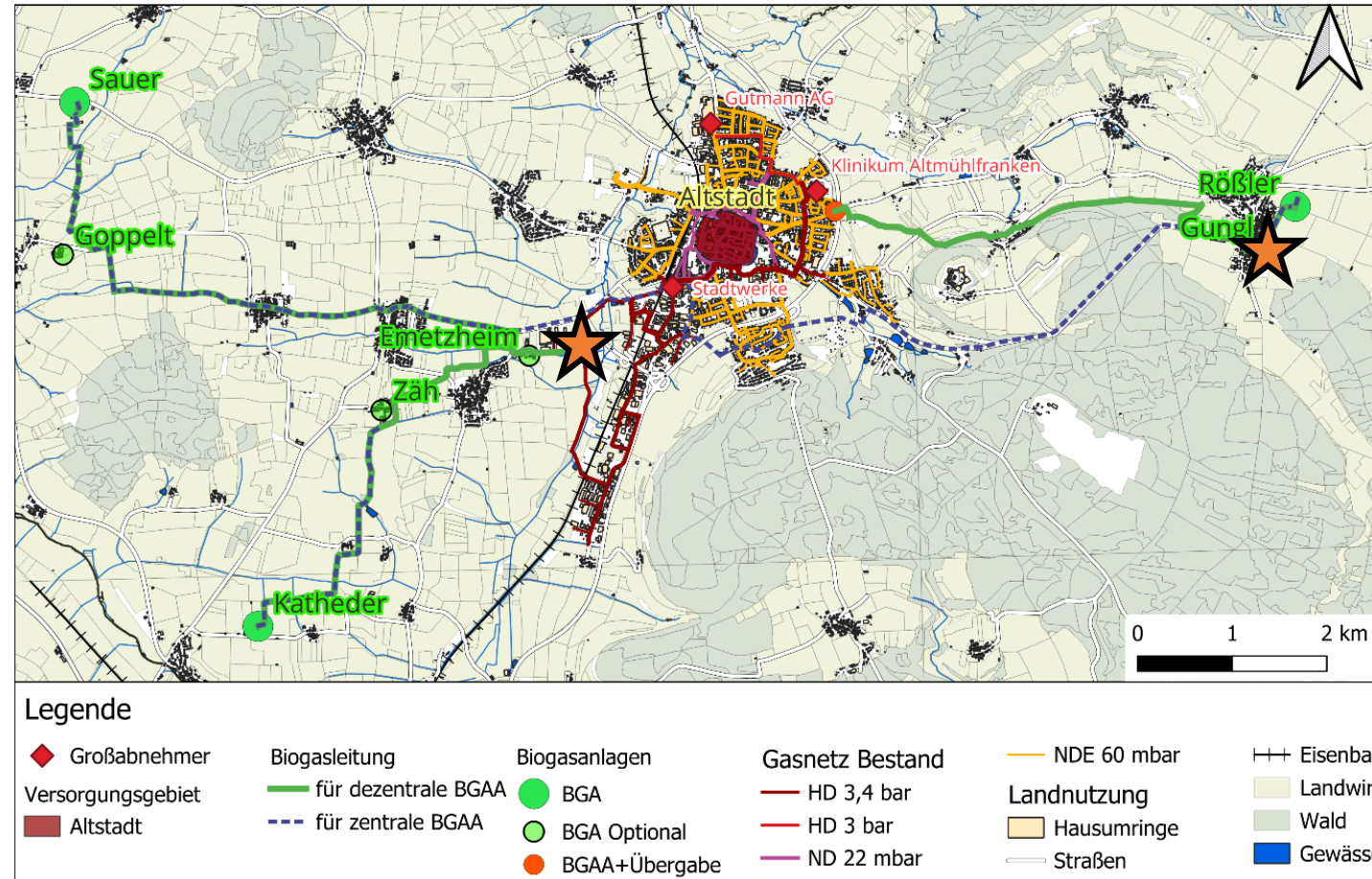
Annahmen: Hochdruck (HD): Enddruck 3,4 bar (g), Niederdruck (ND): Enddruck 100 mbar (g)

Osten:

- 0,6 km Biogas, **ND: AD 140 mm**, max. 409 Nm³/h Biogas
- 5,7 km Biomethan, **HD: AD 110 mm**, max. 412 Nm³/h **Biomethan**

Westen:

- 5,2 km Biogas Katheder, **HD: AD 110 mm**, (ND: AD 200 mm), max. 435 Nm³/h
- 7,0 km Biogas Sauer, **HD: AD 125 mm**, (ND: AD 225 mm), max. 481 Nm³/h
- 0,8 km Biogas vereinigt, **HD: AD 140 mm**, (ND: AD 250 mm), max. 916 Nm³/h



→ ND-Leitungen benötigen knapp doppelten Durchmesser ggü. HD-Leitungen (AD 250 mm ggü. AD 110/125) für 800 Nm³/h

Kosten der Biomethanbereitstellung

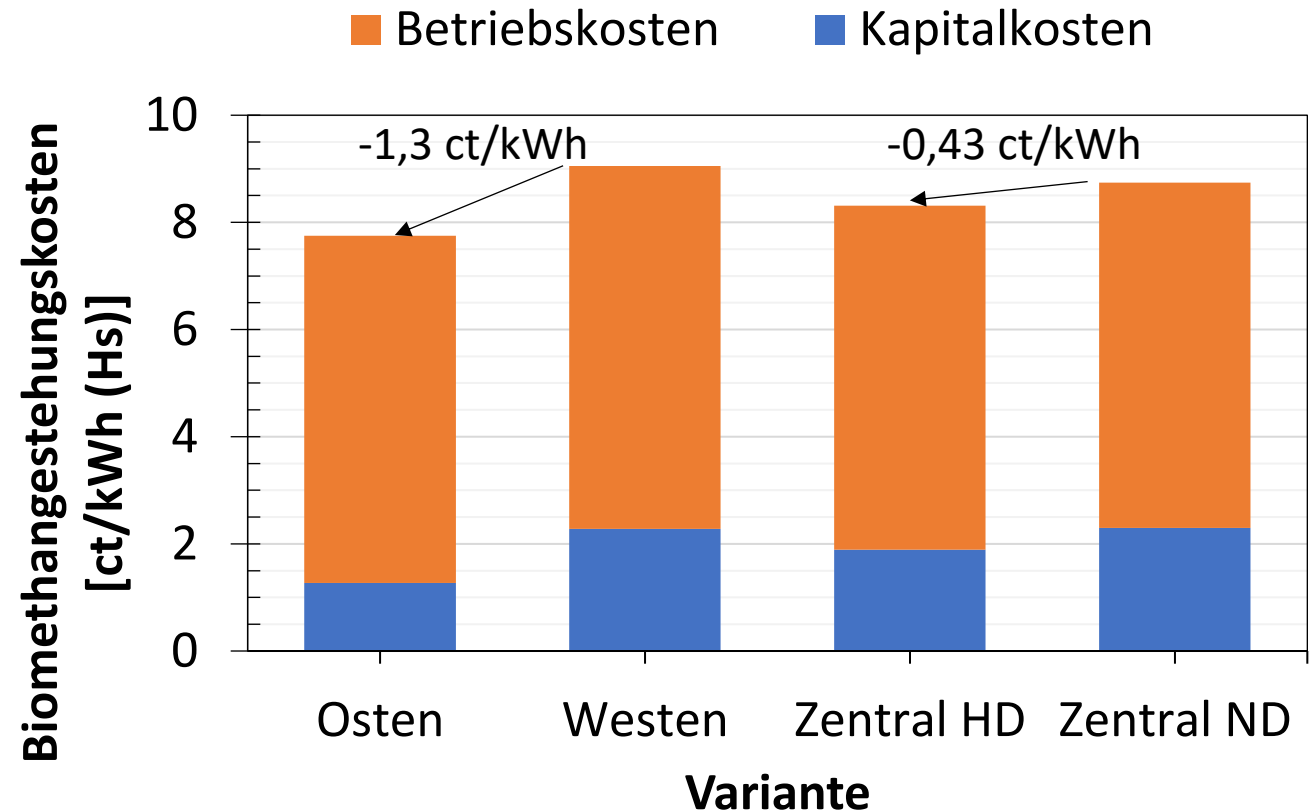
	Benennung: Einspeisung bei: BGA-Betreiber:	Osten BGA Gungl Gungl & Rößler	Westen Gewerbegebiet West II Sauer & Katheder
einmalige Investitions- kosten	Biomethan-Leitungsbau	726 t€	15 t€
	Biogas-Leitungsbau	126 t€	1.558 t€
	Leitungsbau pro BGA-Betreiber	154 t€	781 t€
	Investition für alle BGA-Betreiber	2.944 t€	4.868 t€
	Investition pro BGA	1.472 t€	2.434 t€
	Investition Stadtwerke	914 t€	382 t€
jährliche Betriebs- kosten	Betriebskosten für alle BGA	1.396 t€	1.338 t€
	Betriebskosten pro BGA	698 t€	669 t€
	Betriebskosten Stadtwerke	50 t€	50 t€
einheitliche Gestehungs- kosten	Kapitalkosten pro kWh	1,3 ct/kWh (H _s)	2,3 ct/kWh (H _s)
	Betriebskosten pro kWh	6,5 ct/kWh (H _s)	6,8 ct/kWh (H _s)
	Biomethan-Gestehungskosten aufbereitetes Biogas im Mittel	7,8 ct/kWh (H_s)	9,1 ct/kWh (H_s)
		442 Nm ³ /h	406 Nm ³ /h

→ kann Netzbetreiber tragen

→ trägt BGA-Betreiber

Kosten der Biomethanbereitstellung

- Betriebskosten ca. 3-4x höher als Kapitalkosten
- günstigste Gestehungskosten bei kurzer Biogasleitung (längerer Biomethanleitung)
- Hochdruckleitung günstiger als ND-Leitung
- zentrale Aufbereitung erreicht mittlere Kosten, erfordert aber hohe Anfangsinvestitionen bei noch geringer Abnahme
 - etwas geringerer Invest für BGAA
 - etwas höherer Invest für Biogasleitungen
 - schwierigere Abstimmung der Leitungsführung in die Stadt

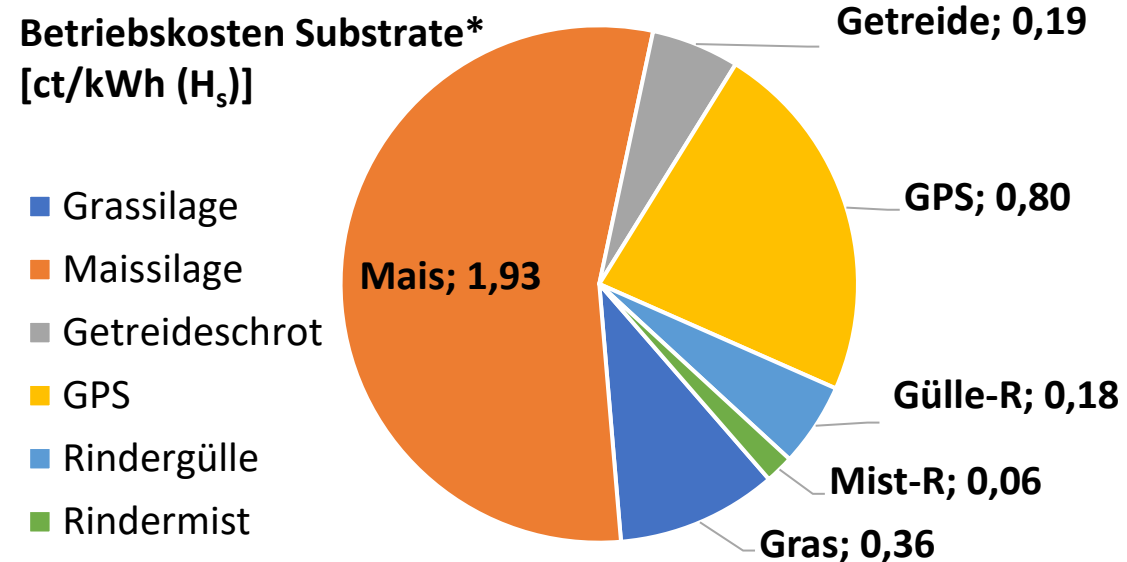
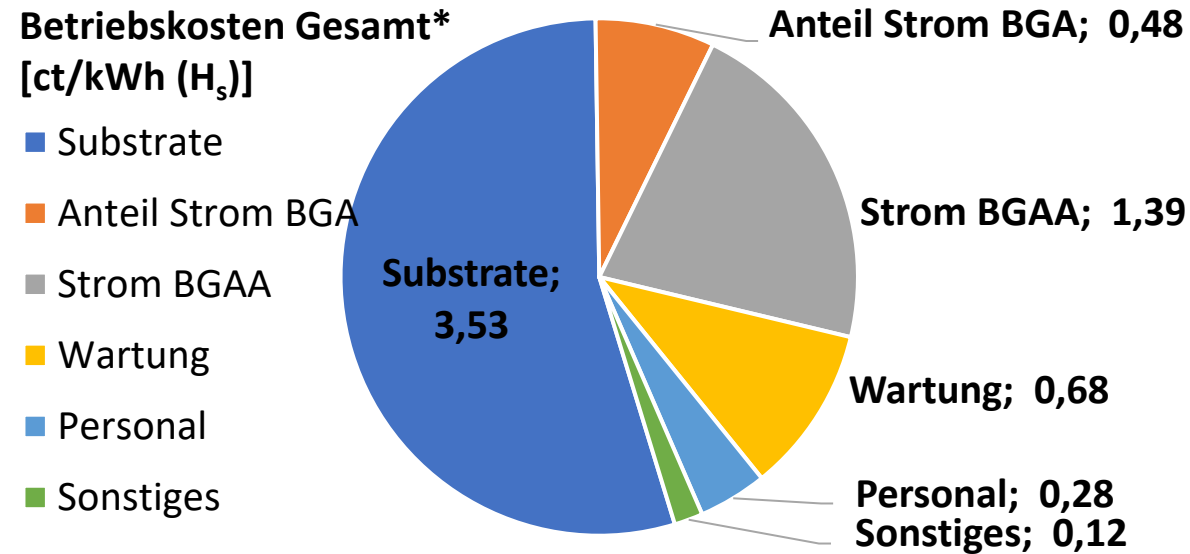




Einflussparameter Invest auf Gestehungskosten

- Niederdruckleitungen steigern Kapitalkosten um ca. 0,4 ct/kWh (H_s) ggü Hochdruckleitungen*
- zentrale Aufbereitungsanlage mittelt die Preise der dezentralen BGAA bei 8,4 ct/kWh (H_s)
 - etwas geringerer Invest für eine statt zwei BGAA
 - etwas höherer Invest für Biogasleitungen
- Reduktion der Biogas-Leitungslängen ist entscheidend (BGAA auf kürzestem Weg zwischen 2 BGA im Westen reduziert Kapitalkosten um bis zu 0,5 ct/kWh (H_s))
- Übernahme von Leitungsbaukosten durch die Stadtwerke/Kostenwälzung über Netzentgelte kann den Kostenanteil der BGA-Betreiber reduzieren
- CO₂-Verflüssigung erhöht Kapitalkosten um knapp 0,95 ct/kWh (H_s)
- bei CO₂-Abnahmepreisen im Markt von 45 €/t (2024) ist die CO₂-Verflüssigung wirtschaftlich noch nicht darstellbar → ergibt nur einen Zusatzerlös von 0,66 ct/kWh (H_s)
- **ab 65 €/t decken die Erlöse aus dem CO₂-Verkauf die erhöhten Kapitalkosten** (15 Jahre finanziert)

Betriebskosten der Biomethanproduktion



Verteilung der Betriebskosten

- **Substratkosten > 50 %**, davon
 - > 50 % Mais bei einem Maisanteil von 36 %
 - ca. 25 % GPS
 - andere Substrate je < 10 %
- Strom für Membrananlage: 20-25 %
- Stromanteil für restliche BGA: ca. 7 %**
- Wartung: ca. 10 % (50 % BGA + BGAA)

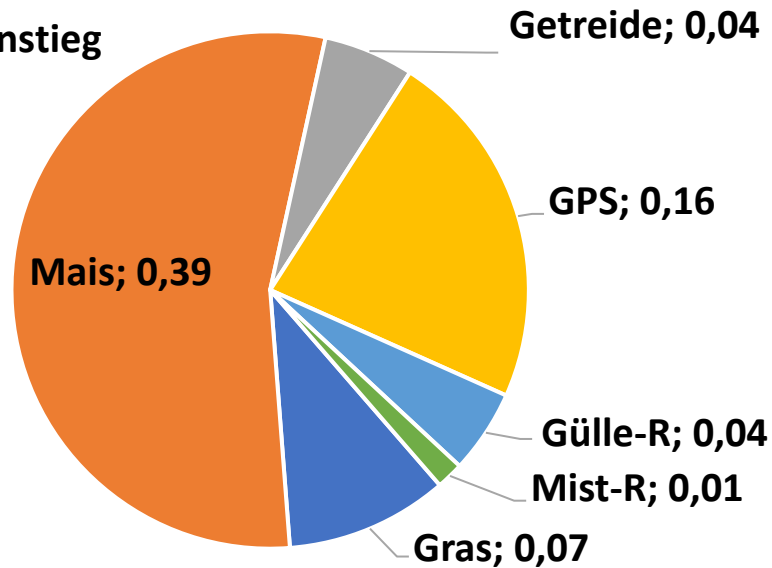
*Zahlen für BGAA im Osten Weißenburgs

**mit 5 % der mit dem Biogas möglichen BHKW-Stromproduktion berücksichtigt → entspricht ca. 50 % des Stromverbrauchs der Gesamt-BGA

Einfluss der Substratpreise auf Gesteungskosten

Betriebskosten-Anstieg
[ct/kWh (H_s)]
2 BGA im Osten

■ Grassilage
■ Maissilage
■ Getreideschrot
■ GPS
■ Rindergülle
■ Rindermist



Variation der Betriebskosten:

- 20 % Variation der einzelnen Substratpreise beeinflusst Betriebskosten um 0,70-0,75 ct/kWh (H_s)
- Variation der Substratkosten hängt zu 50-70 % am Maispreis
- trotz > 30 % Gülle-Anteil ist der Einfluss auf die Gesteungskosten marginal
- GPS-Anteil an Variation bei knapp 25 %, bei 17 % Massenanteil (im Osten)
- Einfluss anderer Substrate je < 10 % bzw. 0,07 ct/kWh (H_s)

*Zahlen für BGAA im Osten Weißenburgs



Erlöse der Biomethanproduktion – Bsp. Osten

Erlöse aus:	Preis (Annahme)	Preis ct/kWh (H_s)	Menge/a	€/a
Biomethan physisch		8,50	21,5 GWh (H_s)	1.830.000 €
vermiedene Netzkosten		0,70	21,5 GWh (H_s)	151.000 €
(L-CO ₂) – nicht berücksichtigt	(45 €/t)	(0,66)	(3.170 t)	(143.000 €)
Wärmeverkauf Rückgewinnung	11,0 ct/kWh _{th}	0,21	0,4 GWh (H_s)	45.000 €
(Gärproduktverkauf) – nicht ber.	(10 €/t)	(0,96)	(20.700 t)	(207.000 €)
Gesamt Erlöse		9,41		2.026.000 €
Gesamt Betriebskosten		6,48		1.396.000 €
Gesamt Kapitalkosten		1,27		272.000 €
Gesamt Gestehungskosten		7,75		1.668.000 €

→ 80/60 oder 65/50 °C
bei Membrananlage

- sicherer wirtschaftlicher Betrieb mit ca. 8,5 ct/kWh möglich
- jährl. Gewinn vor Steuern im sechsstelligen Bereich bei Komplettabsatz zu diesen Preisen



Erlösoptionen

- Kraftstoffmarkt
 - 6 Jahre Abnahmeverträge der Händler
 - 7,0-7,5 ct/kWh (H_s) für NawaRo, Tendenz fallend
 - 13 ct/kWh (H_s) für Gülle
 - turbulentes Marktumfeld in den letzten Jahren
- Wärmemarkt
 - Beispiel: Verkauf zu 8,5 ct/kWh (H_s) an Stadtwerke Weißenburg
 - **Teilverkauf zum Start ggf. auch in andere Märkte nötig**
 - Bedienung von Industriebetrieben zur Erfüllung von deren Nachhaltigkeitszielen
- EEG-Anschlussförderung
 - 12 Jahre Vergütung
 - 8,0-8,5 ct/kWh (H_s) – 18-19 ct/kWh (el)
 - zzgl. Erlös aus flexibler Fahrweise (0,4-1,8 ct/kWh (H_s))
 - Bezuschlagung nicht garantiert durch teilweise nicht ausreichende Ausschreibungsvolumina



Treibhausgas-Einsparung durch Biomethan

- Ersatz von Erdgas durch Biomethan reduziert THG-Emissionen um 55 %
- Installation einer CO₂-Verflüssigung reduziert THG-Emissionen um weitere 50 %

→ eine THG-neutrale Wärmeversorgung ist zukünftig möglich

→ eine GEG-konforme Wärmeversorgung ist ab sofort möglich, auch bei neuer Gasheizung

Gasart	THG-Emissionen	Einsparung
Erdgas	225 g/kWh (H _s)	-
Biomethan-Prognose Weißenburg	101 g/kWh (H _s)	55 %
Biomethan mit CO ₂ -Verflüssigung	-11 g/kWh (H _s)	105 %

- ab < 70,2 g/kWh (H_s) **entfällt** die CO₂-Bepreisung nach BEHG:
 - 2026 bei 55-65 €/t CO₂-Äquivalent: 1,0-1,2 ct/kWh
 - 2030-2035 bei ≈ 110 €/t **Vorteil von 2,0 ct/kWh für Biomethan**
 - Je stärker CO₂-Preis im Emissionshandel steigt, desto eher lohnt sich CO₂-Verflüssigung
 - verminderter Endkundenpreis für Biomethan ggü. Erdgas



Zusammenfassung

- Biomethanproduktion von 7,8 ct/kWh (H_s) bei kurzer Anbindung zum Gasnetz mgl. (Einspeiseanlage direkt bei BGAA)
- bilanzielle Versorgung Altstadt (20 GWh) und Klinikum (5 GWh) mit zwei BGA und 800 Nm³/h BGAA möglich
- CO₂-Verflüssigung noch nicht rentabel, erst ab 65 €/t Abnahmepreis
- **THG-neutrale Wärmeversorgung mit Biomethan zukünftig möglich**
- **Biomethan ermöglicht GEG-konforme Wärmeversorgung ab Umsetzung**
- Bei 8,5 ct/kWh (H_s) Biomethanpreis ist ein Endkundenpreis von ca. 12-13 ct/kWh (H_s) inkl. aller Gasumlagen möglich
- Damit ergeben sich **Wärmegestehungskosten von 18-21 ct/kWh_{th}** (reine Energieverbrauchskosten 14-15 ct/kWh_{th})
- dafür nötige Investitionen im Osten
 - 1,5 Mio. € pro BGA-Betreiber
 - 1,2 Mio. € Stadtwerke BGEA
 - Gesamt: 4,2 Mio. € mit einer BGAA

Vergleich/Exkurs: **Wärmenetz in Altstadt Weißenburg:**

- 7,8 km Leitungen innerhalb Stadtmauer à 2.500 €/m
- 20 Mio. € Investitionsbedarf für Leitungsbau allein
- 25-35 ct/kWh_{th} Wärmegestehungskosten in Altstadt