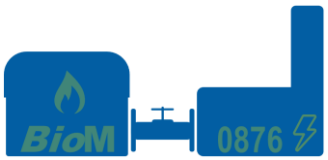
Institut für neue Energie-Systeme

Handreichung

Hochflexible Biomethan-BHKW – Technische und wirtschaftliche Bewertung für die Praxis

BioM0876: Die landwirtschaftliche Flexibilitätsoption: Das Biomethan-BHKW mit 876 Volllaststunden!



Verfasser: Johannes Idda, M. Sc.

Volker Selleneit, M. Eng.

Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer
(uwe.holzhammer@thi.de)

Förderkennzeichen: 2221NR085A

Datum: 30.09.2026

Projektlaufzeit: 01.11.2023 bis 30.09.2026

Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat

aufgrund des Beschlusses des Deutschen Bundestags

FNR
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

Vorbemerkung

Die vorliegende Handreichung geht aus dem Verbundvorhaben *„BioM0876“* hervor und bündelt die wesentlichen Projektergebnisse. Weitere Informationen zum Projekt sind dem Abschlussbericht zu entnehmen. Sobald der Abschlussbericht veröffentlicht wird, kann dieser über das Projektverzeichnis der Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) unter dem Suchbegriff „2221NR085A“ abgerufen werden.
Die Förderung des Vorhabens erfolgte aus Mitteln des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages. Die Projektträgerschaft erfolgte über die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).

Projektsteckbrief

Projektbezeichnung:	BioM0876 – Die landwirtschaftliche Flexibilitätsoption: Das Biomethan-BHKW mit 876 Volllaststunden!
Projekttitel:	Neue Flexibilitätsanforderungen am Biomethanmarkt – Ökonomische und technische Transparenz entlang der Biomethanprozesskette mit Fokus auf einen möglichen Post-EEG-Betrieb landwirtschaftlicher Biogasproduktionsanlagen
Laufzeit:	01.11.2023 bis 30.09.2026
Gefördert durch:	Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH)
Projektträger:	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
Förderkennzeichen	2221NR085A
Projektverbund	
Zuwendungsempfänger:	Technische Hochschule Ingolstadt (THI)
	Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM)
	Landwärme GmbH *(bis August 2024)*
Assoziierte Partner:	Danpower GmbH
	Deutsche Energie-Agentur GmbH
	Energethik Ingenieursgesellschaft mbH
	Fachverband Biogas e. V.
	Flexperten e. V.
	GW Wirtschafts GmbH
	N-ERGIE Aktiengesellschaft

Inhaltsverzeichnis

Vorbemerkung II
Inhaltsverzeichnis III
Abbildungsverzeichnis IV
Tabellenverzeichnis V
Abkürzungsverzeichnis VI
1 Ausgangslage und Motivation 1
2 Kurzüberblick/ Zusammenfassung 2
3 Zentrale Projektergebnisse 3
3.1 Kostenstruktur der Biomethanbereitstellung entlang der Prozesskette 3
3.2 Wärmegestehungskosten am Standort des Biomethan-BHKW 6
3.3 Potenziale eines externen Gasspeichers am Gasentnahmepunkt für den flexiblen BHKW-Betrieb 8
3.3.1 Optimale Betriebs- und Auslegungslogik für strompreisgeführte BHKW-Anwendungen 9
3.3.2 Gasentnahmespeicher bei wärmegeführter BHKW-Versorgung 10
3.4 Sensitivitätsanalyse wesentlicher Einflussgrößen auf die Wärmegestehungskosten des Biomethan-BHKW 13
3.5 BHKW und Großwärmepumpe zur komplementären Wärmeversorgung 16
4 Ableitungen für die Praxis 19
5 Fazit 21
Literaturverzeichnis 22
Anhang A: Methodische Berechnungsgrundlagen und Annahmen 23
Anhang B: Ergänzende Auswertung der Sensitivitätsanalyse 27

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Spezifische Biomethanbereitstellungskosten in Abhängigkeit von den Biogasproduktionskosten der BGA (Biogasproduktionsanlage) und der Gasentnahmeleistung für drei BHKW-Nennleistungen: 5, 10, 20 MW_{el} 3

Abbildung 2: Biogasproduktionskosten für unterschiedliche Substratkonzepte unter Berücksichtigung regulatorischer Anforderungen 4

Abbildung 3: Zusammensetzung der spezifischen Biomethangesamtbereitstellungskosten in Abhängigkeit von der Gasentnahmeleistung für die BHKW-Nennleistungen: 5, 10 und 20 MW_{el} 4

Abbildung 4: Spezifische Kosten im Zusammenhang mit dem Erdgasnetz für Transport, Bilanzierung, Nachweisführung, Netznutzung und Handel - Dargestellt für die drei BHKW-Nennleistungen 5, 10 und 20 MW_{el} 5

Abbildung 5: Schematische Darstellung der im Simulationsmodell abgebildeten Anlagenstruktur: Biomethan-BHKW, Erdgaskessel und Wärmespeicher 6

Abbildung 6: Schematische Darstellung der Begrenzung der maximalen Gasbezugsleistung durch Zwischenspeicherung bei gleichzeitigem Volllastbetrieb des BHKW 8

Abbildung 7: Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems in Abhängigkeit der Gasspeicherkapazität – mit jeweilig hervorgehobener kostenoptimalen Gasspeicherkapazität 11

Abbildung 8: Schematische Darstellung der im Simulationsmodell abgebildeten Anlagenstruktur: Biomethan-BHKW, Erdgaskessel, Wärme- und Gasentnahmespeicher 13

Abbildung 9: Schematische Darstellung der erweiterten Anlagenkonfiguration mit Biomethan-BHKW, Großwärmepumpe, Erdgaskessel und Wärmespeicher 16

Abbildung 10: Deckungsanteile der Wärmebereitstellung durch Biomethan-BHKW, Großwärmepumpe und Erdgaskessel für unterschiedliche Wärmesenken 17

Abbildung 11: Gegenüberstellung der durchschnittlichen Strombezugskosten der Großwärmepumpe und der erzielten Stromverkaufspreise des Biomethan-BHKW für die Wärmesenken 30 und 60 GWh_{th}/a im Jahr 2024 18

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Maximale Senkung der Biomethan-Bereitstellungskosten durch den Gasspeichereinsatz 9

Tabelle 2: Sensitivität der Wärmegestehungskosten gegenüber ausgewählten Einflussgrößen 14

Tabelle 3: Orientierungsgrößen zur Sensitivität der Wärmegestehungskosten gegenüber ausgewählten Einflussgrößen für das betrachtete Wärmeversorgungssystem 15

Tabelle 4: Wesentliche standortspezifische Rahmenbedingungen für die Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbewertung eines hochflexiblen Biomethan-BHKW 19

Abkürzungsverzeichnis

BGA	Biogasproduktionsanlage
BGAA	Biogasaufbereitungsanlage
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMEA	Biomethaneinspeiseanlage
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
WGK	Wärmegestehungskosten
RED II/III	Renewable Energy Directive II/III

1 Ausgangslage und Motivation

Mit dem zunehmenden Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien verändern sich die Anforderungen an das deutsche Energiesystem. Neben dem weiteren Ausbau von Windenergie und Photovoltaik gewinnt die flexible Bereitstellung von Energie an Bedeutung. Biomethan bietet hierfür besondere Eigenschaften, da es als erneuerbarer Energieträger speicher- und transportierbar ist. Dadurch kann seine Nutzung zeitlich von der Erzeugung entkoppelt und insbesondere in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) flexibel zur Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG 2023) wurde für Biomethan-BHKW ein Förderrahmen geschaffen, der diese Flexibilitätsoption gezielt adressiert. Hochflexible Biomethan-BHKW sollen ihre Stromerzeugung auf einen begrenzten Teil der Jahresstunden konzentrieren und insbesondere in Zeiten hoher Residuallast zur Stromversorgung beitragen. Die Förderung ist entsprechend auf einen Betrieb von 10 % der Jahresstunden, also 876 Volllaststunden pro Jahr, ausgerichtet.

Gleichzeitig ist die Bereitstellung von Biomethan mit einer komplexen und kostenintensiven Prozesskette verbunden. Zwischen der Biogaserzeugung und der Nutzung des Biomethans im BHKW liegen insbesondere die Aufbereitung, Einspeisung und der Transport. Die Wirtschaftlichkeit eines flexiblen Biomethan-BHKW hängt daher nicht allein von den Brennstoff- und Stromerzeugungskosten ab, sondern maßgeblich von den technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen der gesamten Prozesskette. Dies gewinnt insbesondere vor dem Hintergrund der auslaufenden EEG-Förderung für bestehende Biogasanlagen an Bedeutung. Die Größenordnung der möglichen zusätzlichen Biomethannachfrage lässt sich anhand der aktuellen Ausschreibungssituation verdeutlichen. Für den Gebotstermin am 1. April 2026 war zunächst ein Ausschreibungsvolumen von 300 MW_{el} vorgesehen. Aufgrund einer drohenden Unterzeichnung reduzierte die Bundesnetzagentur das Volumen auf 60,908 MW_{el} (Bundesnetzagentur 2026). Letztlich wurden sechs Gebote mit einer Gesamtleistung von 38,024 MW_{el} bezuschlagt; der mengengewichtete durchschnittliche Zuschlagswert lag bei 23,08 ct/kWh_{el}. Unter der vereinfachenden Annahme einer vollständigen Ausschöpfung und Fortschreibung des auf 60,908 MW_{el} reduzierten Ausschreibungsvolumens auf beide jährliche Ausschreibungstermine ergibt die überschlägige Analyse im Rahmen von BioM0876 einen zusätzlichen Biomethanbedarf von rund 0,26 TWh_{Hs}/a. Dies entspricht einer Größenordnung von etwa vier zusätzlichen Biomethaneinspeiseanlagen pro Jahr. Neben der potenziellen Marktwirkung zeigen die im Projekt durchgeführten Systemvergleiche auch ein relevantes Emissionsminderungspotenzial: Für die betrachteten Versorgungskonzepte mit einem 10-MW_{el}-Biomethan-BHKW ergab sich gegenüber einer Wärmeversorgung über einen Erdgaskessel eine CO_2-Emissionsminderung von rund 8.100 tCO_2eq/a.

Die Betrachtung verdeutlicht zugleich die begrenzte Reichweite des durch die Ausschreibungen aufgelösten Marktimpulses: Für einzelne bestehende Biogasanlagen kann die hierdurch entstehende Nachfrage eine Perspektive für die Umrüstung auf Biomethanbereitstellung eröffnen. Bezogen auf den gesamten Anlagenbestand bleibt der zusätzliche Bedarf jedoch begrenzt. Damit stellt sich die zentrale Frage, unter welchen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen Biomethan als flexible Option für die Strom- und Wärmeversorgung erschlossen werden kann. BioM0876 untersucht hierzu die Kostenstruktur der Biomethanbereitstellung, wesentliche techno-ökonomische Einflussgrößen auf die Wärmegestehungskosten sowie Möglichkeiten einer flexiblen Betriebsführung von Biomethan-BHKW. Die vorliegende Handreichung bündelt die wesentlichen Projektergebnisse und ordnet sie für die praktische Anwendung ein. Im Fokus stehen die für die Planung und Bewertung hochflexibler Biomethan-BHKW relevanten technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen sowie daraus ableitbare Handlungsperspektiven für Anlagenbetreiber, Energieversorger, Projektentwickler und weitere Akteure entlang der Biomethanprozesskette.

2 Kurzüberblick/ Zusammenfassung

Die vorliegende Handreichung fasst die wesentlichen Ergebnisse des Projekts BioM0876 zusammen und ordnet diese für die praktische Bewertung und Auslegung hochflexibler Biomethan-BHKW ein. Im Mittelpunkt stehen die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, unter denen Biomethan zur flexiblen Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt werden kann.

Die Handreichung ist in fünf Kapitel gegliedert. Nach der Einordnung der Ausgangslage und Motivation werden in Kapitel 3 die zentralen Projektergebnisse dargestellt. Zunächst werden die Kosten der Biomethanbereitstellung entlang der Prozesskette von der Biogasproduktion bis zum BHKW betrachtet und wesentliche Kostenbestandteile sowie Einflussgrößen eingeordnet (Kapitel 3.1). Darauf aufbauend werden die Wärmegestehungskosten eines hochflexiblen Biomethan-BHKW in einem Wärmeversorgungssystem mit Erdgaskessel und Wärmespeicher untersucht (Kapitel 3.2). Kapitel 3.3 widmet sich dem Einsatz eines Gasspeichers am Gasentnahmepunkt zur Begrenzung der maximalen Gasbezugsleistung. Dabei werden sowohl strompreisgeführte Anwendungen als auch die Einbindung in ein Wärmeversorgungssystem betrachtet. Eine Sensitivitätsanalyse wesentlicher wirtschaftlicher und regulatorischer Einflussgrößen ergänzt die Betrachtungen (Kapitel 3.4). Abschließend wird die Kombination des Biomethan-BHKW mit einer Großwärmepumpe als ergänzende Wärmeversorgungstechnologie untersucht (Kapitel 3.5).

Aus den Ergebnissen werden in Kapitel 4 wesentliche Hinweise für die praktische Anwendung abgeleitet. Im Fokus stehen dabei die standortspezifischen Anforderungen und Einflussgrößen, die vor einer Auslegung oder Wirtschaftlichkeitsbewertung berücksichtigt werden sollten. Kapitel 5 fasst die zentralen Erkenntnisse der Handreichung zusammen und ordnet die Ergebnisse hinsichtlich der Einsatzmöglichkeiten hochflexibler Biomethan-BHKW ein.

3 Zentrale Projektergebnisse

3.1 Kostenstruktur der Biomethanbereitstellung entlang der Prozesskette

Die Biomethanbereitstellungskosten entlang der Prozesskette stellen eine zentrale Kenngröße für die wirtschaftliche Bewertung hochflexibler Biomethan-BHKW dar. Im Folgenden werden die resultierenden Kostenbandbreiten und die wesentlichen Kostenbestandteile der Prozesskette dargestellt und eingeordnet.

Die Analyse basiert auf einer techno-ökonomischen Modellierung der gesamten Prozesskette von der Biogasproduktion über die Aufbereitung und Einspeisung bis hin zur Bereitstellung am Flansch des Biomethan-BHKW. Die Bewertung erfolgt brennwertbezogen in ct/kWh$_{Hs}$ auf Basis einer annuitätischen Kostenrechnung nach VDI 2067 Blatt 1:2012-09 und berücksichtigt investive, bedarfs- und betriebsgebundene Aufwendungen.

Abbildung 1 zeigt die spezifischen Biomethanbereitstellungskosten für Biogasproduktionskosten zwischen 5,0 ct/kWh$_{Hs}$ und 8,0 ct/kWh$_{Hs}$. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Biogasproduktionskosten einen wesentlichen Einfluss auf die Gesamtbereitstellungskosten haben. Über die betrachteten Szenarien ergibt sich eine Kostenbandbreite von etwa 9,8 bis 13,3 ct/kWh$_{Hs}$. Die Sensitivität gegenüber den Biogasproduktionskosten bildet damit zugleich die Grundlage für die Einordnung der in den weiteren Betrachtungen verwendeten Referenzkosten.

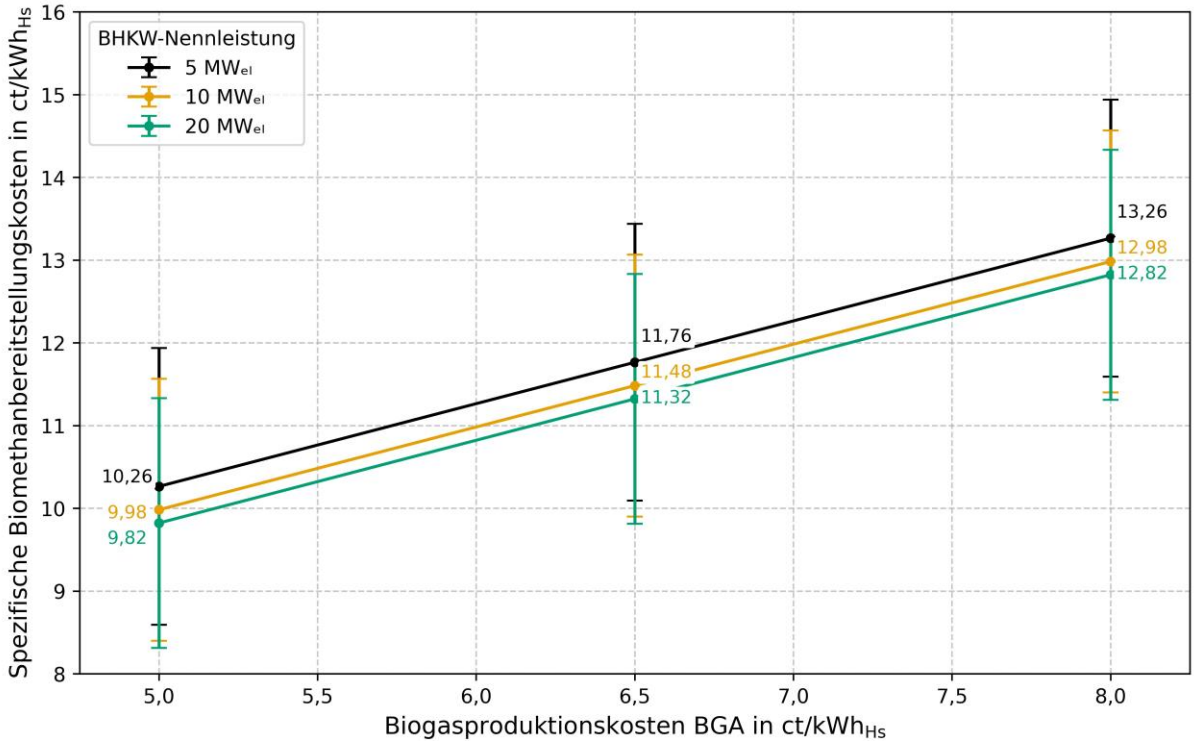


Abbildung 1: Spezifische Biomethanbereitstellungskosten in Abhängigkeit von den Biogasproduktionskosten der BGA (Biogasproduktionsanlage) und der Gasentnahmeleistung für drei BHKW-Nennleistungen: 5, 10, 20 MW$_{el}$; Quelle: Idda et al. (2026)

Die Biogasproduktionskosten wurden im Projekt ergänzend für unterschiedliche Substratkonzepte und Biomethanqualitäten untersucht. Dabei wurden insbesondere unterschiedliche Maisanteile sowie der Einsatz von Wirtschaftsdüngern unter Berücksichtigung der Anforderungen an die Treibhausgasminderung gemäß RED II/III (Renewable Energy Directive II/III) betrachtet. Die Ergebnisse zeigen, dass die Substratzusammensetzung und die damit verbundenen regulatorischen Anforderungen einen wesentlichen Einfluss auf die resultierenden Biogasproduktionskosten haben (Abbildung 2).

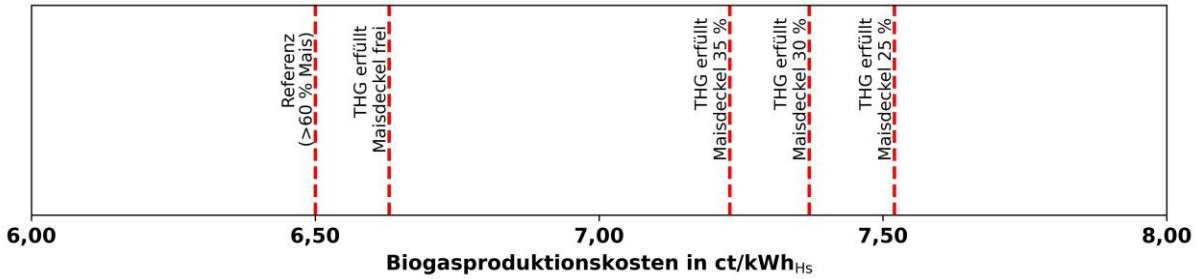


Abbildung 2: Biogasproduktionskosten für unterschiedliche Substratkonzepte unter Berücksichtigung regulatorischer Anforderungen; Quelle: Eigene Darstellung

Die dargestellten Unterschiede verdeutlichen, dass die Wahl des Substratkonzepts nicht nur die Eigenschaften und Treibhausgasbilanz des erzeugten Biomethans bestimmt, sondern sich unmittelbar auf dessen Kosten auswirkt. Für die weiteren Prozesskettenanalysen wurde auf dieser Grundlage ein Referenzwert von 7,5 ct/kWh$_{Hs}$ unter Berücksichtigung des maßgeblichen Maisdeckels von 25 % angesetzt.
Die in Abbildung 3 dargestellte Aufschlüsselung der Kostenanteile entlang der Prozesskette zeigt, dass die Biogasproduktion mit einem Anteil von 7,5 ct/kWh$_{Hs}$ den größten Kostenblock darstellt. Einen weiteren wesentlichen Anteil bilden die Kosten im Zusammenhang mit dem Erdgasnetz, die im Rahmen der betrachteten Kostenbandbreiten zwischen 1,6 und 4,9 ct/kWh$_{Hs}$ liegen. Darauf folgen die Kosten der Biogasaufbereitung mit rund 1,6 ct/kWh$_{Hs}$. Der gasentnahmeseitige Netzanschluss und die Biomethaneinspeisung tragen demgegenüber in deutlich geringerem Umfang zu den Gesamtbereitstellungskosten bei.

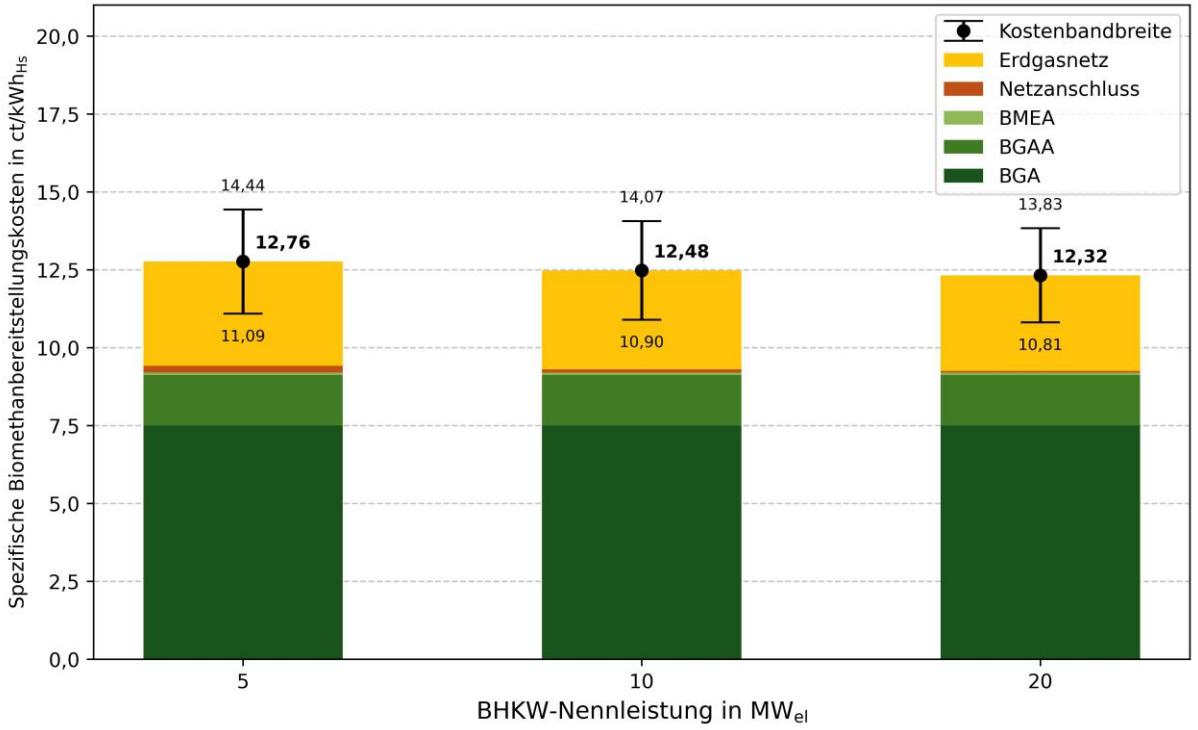


Abbildung 3: Zusammensetzung der spezifischen Biomethangesamtbereitstellungskosten in Abhängigkeit von der Gasentnahmeleistung für die BHKW-Nennleistungen: 5, 10 und 20 MW$_{el}$; ausgewiesen nach BGA (Biogasproduktionsanlage), BGAA (Biogasaufbereitungsanlage), BMEA (Biomethaneinspeiseanlage), Netzanschluss und Erdgasnetz, Quelle: Eigene Darstellung nach Idda et al. (2026), aktualisiert und angepasst

Eine vertiefte Betrachtung der Erdgasnetzkosten (Abbildung 4) zeigt, dass sich diese aus arbeitsabhängigen und leistungsabhängigen Komponenten zusammensetzen, wobei insbesondere die leistungsabhängigen Kosten einen dominierenden Anteil einnehmen. Die leistungsabhängigen Kosten orientieren sich an der maximalen stündlichen Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz und weisen zugleich eine hohe Spannweite in Abhängigkeit von der zugrunde gelegten Netznutzungsentgeltstruktur auf. Demgegenüber sind die arbeitsabhängigen Kosten durch die jährliche Gasabnahmemenge determiniert und variieren entsprechend der BHKW-Leistung. Zusätzlich sind die maximalen Kosten infolge der Biogas-Bilanzierung ausgewiesen, die weder den arbeits- noch leistungsabhängigen Kosten eindeutig zugeordnet werden können. Diese wurden auf Basis eines vereinfachten Biogas-Bilanzkreismodells abgeschätzt, das die grundlegenden Einspeise- und Entnahmestrukturen des Systems abbildet. Insgesamt zeigt sich, dass die Biogas-Bilanzierungsentgelte selbst unter konservativen Maximalannahmen nur einen geringen Anteil an den Erdgasnetzkosten ausmachen und somit von untergeordneter Bedeutung sind.

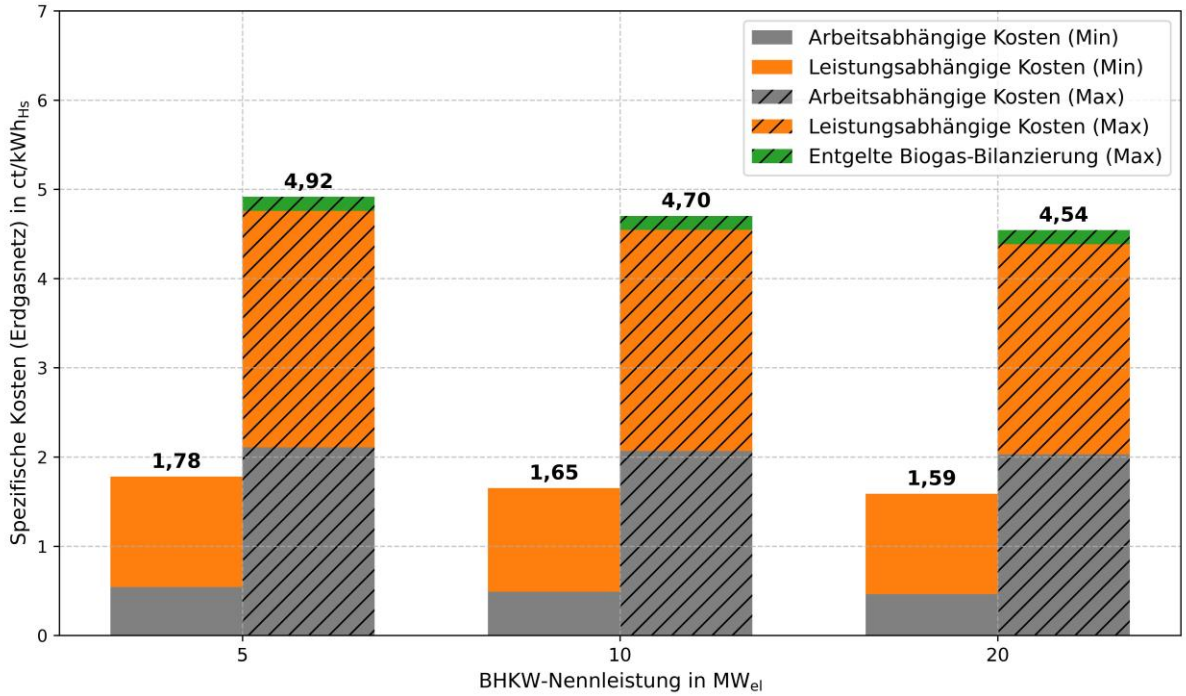


Abbildung 4: Spezifische Kosten im Zusammenhang mit dem Erdgasnetz für Transport, Bilanzierung, Nachweisführung, Netznutzung und Handel - Dargestellt für die drei BHKW-Nennleistungen 5, 10 und 20 MW$_{el}$; Quelle: Idda et al. (2026)

Die in Abbildung 4 dargestellten Erdgasnetzkosten umfassen neben den Netznutzungsentgelten (Arbeits- und Leistungspreis) auch weitere Kostenbestandteile. Hierzu zählen insbesondere Kosten für Messung und Messstellenbetrieb, den Biomethanhandel sowie die Nachweisführung im Rahmen von Zertifizierungssystemen und Audits. Ergänzend werden regulatorisch bedingte Umlagen (u. a. Gasspeicher-, Biogas- und Marktraumumstellungsumlage) sowie Entgelte der Biogas-Bilanzierung berücksichtigt. Vermiedene Netzkosten werden über einen Zeitraum von zehn Jahren angerechnet.
Für die weitere Einordnung ist insbesondere die leistungsabhängige Kostenkomponente relevant, da sie unmittelbar durch die maximale Gasbezugsleistung bestimmt wird. Eine Reduktion dieser Bezugsleistung führt entsprechend zu geringeren leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten, während arbeitsabhängige Kosten hiervon unberührt bleiben.

3.2 Wärmegestehungskosten am Standort des Biomethan-BHKW

Die in Kapitel 3.1 dargestellten Biomethanbereitstellungskosten bilden die Grundlage für die Brennstoffkostenseite der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung. Für die Wirtschaftlichkeit eines Biomethan-BHKW sind jedoch nicht allein die Biomethanbereitstellungskosten maßgeblich. Entscheidend ist vielmehr das Zusammenspiel aus Biomethanbereitstellungskosten, Stromerlösen, der zeitlichen Betriebsweise des BHKW und der Wärmebereitstellung. Zur Bewertung der Wärmegestehungskosten am Standort eines hochflexiblen Biomethan-BHKW wurde im Projekt ein techno-ökonomisches Simulationsmodell entwickelt (siehe Abbildung 5).

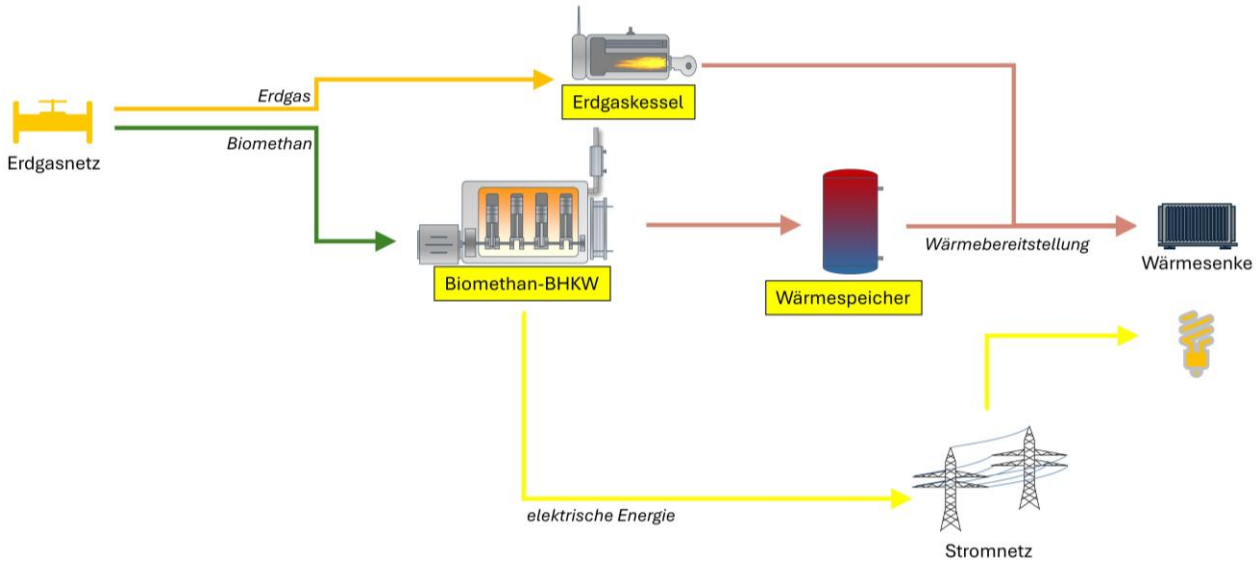


Abbildung 5: Schematische Darstellung der im Simulationsmodell abgebildeten Anlagenstruktur: Biomethan-BHKW, Erdgaskessel und Wärmespeicher; Eigene Darstellung

Betrachtet wird eine Versorgungskonfiguration aus:

- flexibel betriebenen Biomethan-BHKW mit einer installierten Leistung von 10 MW_{el}
- Wärmespeicher mit einem Fassungsvermögen von 2.000 m³ und einer nutzbaren Speicherkapazität von rund 65 MWh_{th}
- bestehender Erdgaskessel zur vollständigen Wärmebedarfsdeckung

Der Wärmespeicher ermöglicht dabei eine zeitliche Entkopplung von Stromerzeugung und Wärmebereitstellung und erweitert die betrieblichen Freiheitsgrade des Versorgungssystems. Die Betriebsführung der Erzeugungsanlagen wird im Rahmen einer stündlichen systemischen Betriebsoptimierung abgebildet. Dabei werden Biomethan-BHKW, Erdgaskessel und Wärmespeicher gemeinsam betrachtet und so eingesetzt, dass unter den gegebenen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen eine techno-ökonomisch optimale Versorgung des Wärmebedarfs erreicht wird. In die Optimierung fließen insbesondere die zeitlich variierenden Day-Ahead-Strompreise, die Biomethan- und Erdgasbezugskosten, das zeitlich aufgelöste Fernwärmebedarfsprofil sowie die technischen Betriebsgrenzen der Anlagen und die verfügbaren Speicherkapazitäten ein. Für die Untersuchung unterschiedlicher Wärmesenken wird ein einheitliches stündliches Fernwärmebedarfsprofil verwendet und auf unterschiedliche Wärmebedarfe skaliert. Dadurch bleibt die zeitliche Struktur des Wärmebedarfs über die betrachteten Szenarien konsistent, während der jährliche Wärmeabsatz variiert wird. Betrachtet werden dabei jährliche Wärmebedarfe von 30 bis 60 GWh_{th}/a. Für das Biomethan-BHKW werden darüber hinaus die Erlöse aus der Stromvermarktung sowie die relevanten Förderkomponenten aus Flexibilitätszuschlag und Marktprämie berücksichtigt. Die resultierenden stündlichen

Betriebsfahrpläne und Energieflüsse bilden die Grundlage für die anschließende Wirtschaftlichkeitsbewertung. Die Investitionskosten des Biomethan-BHKW und Wärmespeichers werden über ihre jeweilige Nutzungsdauer annuitätisch nach VDI 2067 berücksichtigt und gemeinsam mit den betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten sowie den erzielten Stromerlösen und Förderungen bilanziert. Zur Abbildung unterschiedlicher Marktbedingungen werden verschiedene Strompreisjahre betrachtet. Die resultierenden jährlichen Systemkosten werden auf die bereitgestellte Nutzwärme bezogen und als Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$ ausgewiesen. In Anhang A findet sich eine detaillierte Beschreibung der Methodik sowie eine Auflistung der unterstellten Annahmen und Randbedingungen.
Für die betrachtete Versorgungskonfiguration mit identischen BHKW-Größen ergeben sich Wärmegestehungskosten von 11,7 bis 13,6 ct/kWh$_{th}$ in Abhängigkeit von der zugrunde gelegten Wärmesenke von 30 bis 60 GWh$_{th}$/a. Zum Vergleich liegen die Wärmegestehungskosten einer ausschließlichen Wärmebereitstellung über den betrachteten Erdgaskessel bei rund 16,1 bis 16,2 ct/kWh$_{th}$. Der Referenzwert basiert auf der im Modell angesetzten Erdgaspreisentwicklung und dient insbesondere zur Einordnung der Wirtschaftlichkeit der Biomethan-BHKW-basierten Versorgung. Damit liegen die Wärmegestehungskosten der betrachteten Biomethan-BHKW-basierten Versorgung unter denen der ausschließlichen Wärmebereitstellung über den Erdgaskessel. Für die weitere Betrachtung ist insbesondere die maximale Gasbezugsleistung des BHKW aus dem Erdgasnetz relevant, da diese die leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte bestimmt. Die nachfolgende Analyse untersucht daher, inwieweit ein externer Gasspeicher eine Begrenzung der Gasbezugsleistung bei gleichzeitig flexiblem BHKW-Betrieb ermöglicht.

3.3 Potenziale eines externen Gasspeichers am Gasentnahmepunkt für den flexiblen BHKW-Betrieb

Die in Kapitel 3.1 dargestellten Erdgasnetzkosten zeigen, dass insbesondere die leistungsabhängige Kostenkomponente einen Ansatzpunkt zur Kostenreduktion bietet. Da diese unmittelbar von der maximalen stündlichen Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz bestimmt wird, ist deren Begrenzung von zentraler Bedeutung für die Höhe der Netznutzungsentgelte. Hochflexible Biomethan-BHKW werden typischerweise mit geringen Volllaststunden und überwiegend im Volllastbetrieb gefahren. Daraus ergibt sich ohne weitere Maßnahmen eine maximale Gasbezugsleistung, die direkt dem stündlichen Gasbedarf des BHKW im Volllastbetrieb entspricht und somit vollständig zur Bestimmung der leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte herangezogen wird.
Ein externer Gasspeicher am Gasentnahmepunkt – etwa ein Doppelmembrangasspeicher – ermöglicht es, diese Kopplung zwischen BHKW-Nennleistung und Gasbezugsleistung gezielt aufzulösen (siehe Abbildung 6). Durch eine betriebsstrategische Begrenzung des Gasbezugs aus dem Erdgasnetz auf ein reduziertes und gegenüber dem BHKW-Betrieb geglättetes Leistungsniveau kann das BHKW weiterhin im Volllastbetrieb gefahren werden, indem die zusätzlich benötigte Gasmenge temporär aus dem Speicher bereitgestellt wird. Der Gasspeicher übernimmt damit die Funktion eines Puffers zwischen kontinuierlichem, begrenztem Netzbezug und diskontinuierlichem, leistungsintensivem Verbrauch.

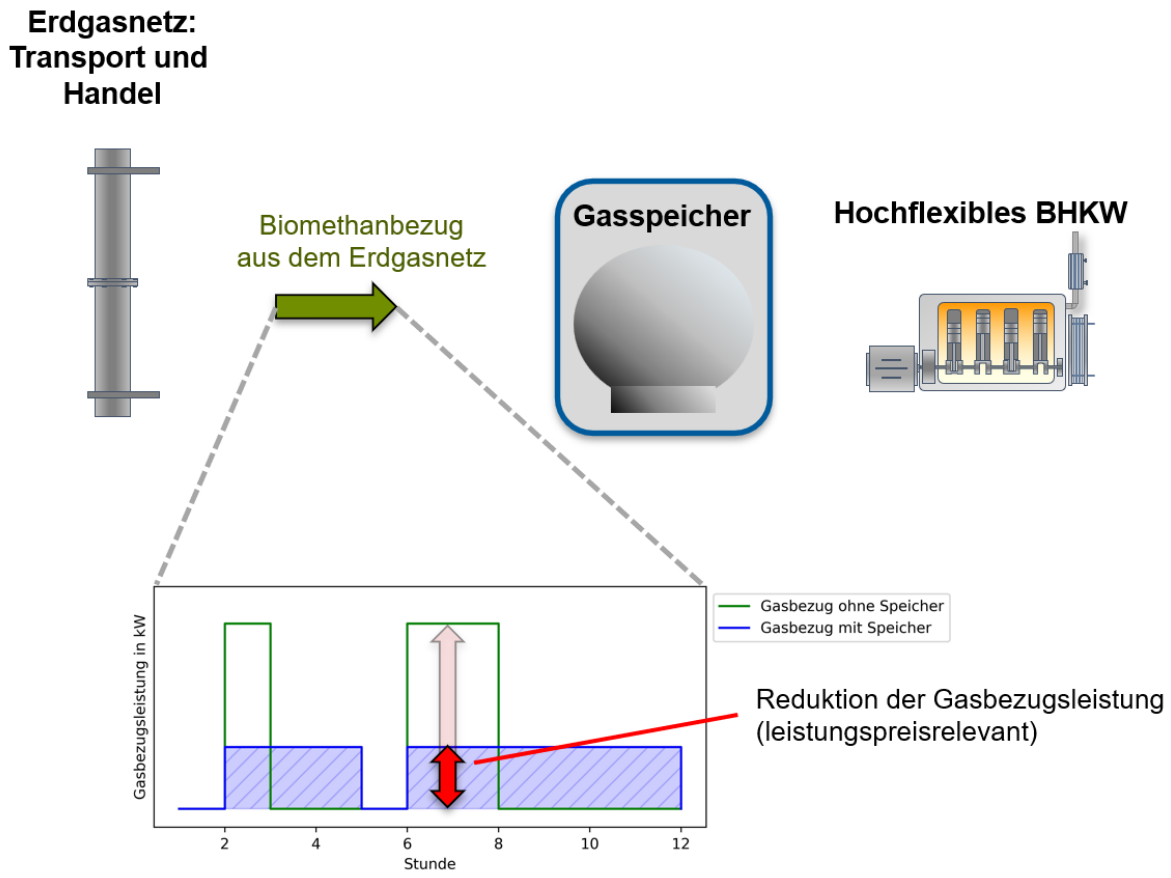


Abbildung 6: Schematische Darstellung der Begrenzung der maximalen Gasbezugsleistung durch Zwischenspeicherung bei gleichzeitigem Volllastbetrieb des BHKW; Quelle: Eigene Darstellung

Die Begrenzung der maximalen Gasbezugsleistung führt unmittelbar zu einer Reduktion der leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte und stellt damit den zentralen ökonomischen Hebel des Gasspeichereinsatzes dar. Dem stehen zusätzliche Kosten für Investition und Betrieb des Speichers gegenüber. Gleichzeitig ergeben sich betriebliche Einschränkungen: Während

ein direkt an das Erdgasnetz angeschlossenes BHKW uneingeschränkt auf Strompreissignale reagieren kann, ist der Betrieb bei Einsatz eines Gasspeichers an die verfügbare Gasmenge im Speicher gekoppelt. Insbesondere bei längeren Volllastphasen kann der Speicher entleert werden, wodurch die Betriebsflexibilität sinkt.
Hieraus resultieren Opportunitätskosten, da nicht alle wirtschaftlichen Betriebsstunden realisiert werden können. Der Einsatz eines Gasspeichers führt somit zu einem Zielkonflikt zwischen reduzierten Netznutzungsentgelten, den Kosten für den Speicher und der eingeschränkten Betriebsflexibilität des BHKW. Die nachfolgenden Analysen in Kapitel 3.3.1 basieren zunächst auf einem rein strompreisgeführten Betrieb. Anknüpfend wird der Gasspeichereinsatz auch für Anwendungen mit Wärmebereitstellung sowie in erweiterten Anlagenkonfigurationen unter Einbezug von Erdgaskessel und Wärmespeicher in Kapitel 3.3.2 untersucht.

3.3.1 Optimale Betriebs- und Auslegungslogik für strompreisgeführte BHKW-Anwendungen

Vor dem Hintergrund des Zielkonflikts zwischen Netznutzungsentgeltreduktion und eingeschränkter Betriebsflexibilität steht die kostenoptimale Auslegung und Betriebsweise des Doppelmembrangasspeichers im Fokus. Ziel ist die Minimierung der Biomethanbereitstellungskosten unter Einbezug von Netznutzungsentgelten, Speicherkosten und Opportunitätskosten am Strommarkt.
Es zeigt sich, dass kostenoptimale Betriebspunkte typischerweise bei deutlich reduzierten Gasbezugsleistungen bei etwa 20 % der Volllastleistung liegen. Dieses Ergebnis wird maßgeblich durch die Höhe der leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte bestimmt. Für die praktische Anwendung bedeutet dies, dass insbesondere Standorte mit hohen Leistungspreisen von einer Begrenzung der Gasbezugsleistung profitieren, während bei niedrigen Entgelten die Kosteneffizienz eines Gasspeichers kritisch zu prüfen ist. Unter den betrachteten Randbedingungen können bei hohen Leistungspreisen Einsparungen von bis zu 1,7 ct/kWh$_{Hs}$ realisiert werden. Bei niedrigen leistungsbezogenen Netznutzungsentgelten fallen die Einsparpotenziale mit bis zu 0,5 ct/kWh$_{Hs}$ deutlich geringer aus.
Tabelle 1 zeigt die kostenoptimalen Kombinationen aus Gasbezugsleistung und Gasspeicherkapazität für die betrachteten BHKW-Leistungsklassen. Die dargestellten Werte sind als Orientierungsgrößen zu verstehen und ergeben sich aus der zugrunde gelegten Bandbreite an Netznutzungsentgelten und Strommarktbedingungen. Für die Gasspeicherkapazität wurde im Modell eine Obergrenze von 30.000 Nm³ angenommen. Diese Begrenzung berücksichtigt, dass größere Speicherkapazitäten in der Praxis nur eingeschränkt realisierbar sind, insbesondere aufgrund des großen Flächenbedarfs sowie genehmigungsrechtlicher Anforderungen.

Tabelle 1: Maximale Senkung der Biomethan-Bereitstellungskosten durch den Gasspeichereinsatz; Quelle: Eigene Darstellung nach Idda et al. (2026)

Installierte el. Leistung	**5 MW$_{el}$**	**10 MW$_{el}$**	**20 MW$_{el}$**
Gasspeicherkapazität in Nm³	12.000	24.000	30.000
Maximale Gasbezugsleistung in Nm³/h	200	400	800
Bereitstellungskostensenkung in ct/kWh$_{Hs}$	0,5 – 1,7	0,5 – 1,6	0,45 – 1,5

Unabhängig von der kostenoptimalen Auslegung ist zu berücksichtigen, dass die Realisierbarkeit der Gasspeicherkapazität maßgeblich durch standortspezifische Randbedingungen begrenzt wird. Insbesondere der erforderliche Flächenbedarf kann in der Praxis ein wesentliches

Hemmnis darstellen, sodass die theoretisch optimal ermittelte Speicherkapazität nicht in jedem Fall umgesetzt werden kann. Die Ergebnisse zeigen zudem, dass die Kostensensitivität gegenüber der Gasspeicherkapazität geringer ist als gegenüber der maximalen Gasbezugsleistung, sodass Abweichungen von der optimalen Speicherdimensionierung nur begrenzte Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit haben.
Die Ergebnisse basieren auf einem strompreisgeführten Betrieb unter durchschnittlichen Marktbedingungen. Bei stark erhöhten Strompreisniveaus – wie beispielsweise im Zuge der Energiekrise im Jahr 2022 – kann sich die kostenoptimale Auslegung verschieben. In solchen Situationen führen starke Begrenzungen der maximalen Gasbezugsleistung zu höheren Opportunitätskosten, da wirtschaftlich attraktive Betriebsstunden nicht vollständig genutzt werden können. Für die praktische Anwendung ist daher zu berücksichtigen, dass ein höheres und länger anhaltendes Strompreisniveau sowohl eine weniger starke Begrenzung der Gasbezugsleistung als auch eine größere Gasspeicherkapazität begünstigt.
Die voranstehenden Ergebnisse aus Kapitel 3.1 und Kapitel 3.3.1 werden in Idda et al. (2026) einschließlich der zugrunde liegenden Methodik, Modellierungsansätze, Annahmen und weiterführenden Analysen ausführlich dargestellt. Eine Ausweitung der Betrachtung auf die Kostenwirkung des Gasspeichereinsatzes unter erweiterten Randbedingungen – insbesondere unter Einbezug wärmegeführter Betriebsweisen sowie zusätzlicher Anlagenkomponenten (konventioneller Erdgaskessel und Wärmespeicher) – erfolgt anknüpfend in Kapitel 3.3.2.

3.3.2 Gasentnahmespeicher bei wärmegeführter BHKW-Versorgung

Aufbauend auf der strompreisgeführten Betrachtung wird der Gasspeichereinsatz nachfolgend auf die Wärmeversorgung übertragen. Im Unterschied zum strompreisgeführten Fall lässt sich die Wirkung des Gasspeichers nicht unmittelbar auf die Biomethanbereitstellung für das BHKW beziehen. Im Wärmeversorgungssystem wird der Gasspeicher am gemeinsamen Gasentnahmepunkt eingesetzt und kann sowohl den Biomethanbezug des BHKW als auch den Erdgasbezug des Kessels beeinflussen. Eine eindeutige Zuordnung der resultierenden Kosteneffekte zu einer einzelnen Erzeugungskomponente ist daher nicht möglich. Die Bewertung erfolgt folglich auf Ebene der gesamten Wärmebereitstellung anhand der Wärmegestehungskosten.
Die Untersuchung basiert auf der in Kapitel 3.2 beschriebenen Versorgungskonfiguration aus einem 10-MW_{el}-Biomethan-BHKW, einem Wärmespeicher und einem Erdgaskessel. Ergänzend wird ein Gasspeicher am Gasentnahmepunkt berücksichtigt. Die Betriebsführung des Gesamtsystems wird stündlich optimiert und berücksichtigt die technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen der Erzeugungsanlagen und Speicher sowie den Wärmebedarf und die zeitlich variierenden Strompreise. Die anschließende Wirtschaftlichkeitsbewertung erfolgt analog zu Kapitel 3.2 unter Berücksichtigung der annuitätischen Investitionskosten des Biomethan-BHKW sowie des Wärme- und Gasspeichers, der betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten, der Gasbezugskosten einschließlich der Netznutzungsentgelte sowie der erzielten Strommarkterlöse und relevanten Förderkomponenten. Für die Strommarkterlöse werden die Day-Ahead-Strompreise des Jahres 2024 berücksichtigt. Für den bestehenden Erdgaskessel werden keine Investitionskosten angesetzt. Für die Untersuchung werden bewusst niedrige leistungsabhängige Netznutzungsentgelte angesetzt. Damit werden Rahmenbedingungen betrachtet, unter denen der wirtschaftliche Vorteil eines Gasentnahmespeichers aufgrund der geringeren Einsparung bei den Leistungspreisen grundsätzlich begrenzt ist.
Abbildung 7 zeigt die resultierenden Wärmegestehungskosten des Gesamtversorgungssystems in Abhängigkeit von der Gasspeicherkapazität für die zwei unterschiedlich skalierten Wärmesenken mit einem jährlichen Bedarf von 30 und 60 GWh_{th}. Ergänzend sind die jeweiligen Wärmegestehungskosten der Versorgungskonfiguration ohne Gasspeicher als Referenz

dargestellt (gestrichelte Linien). In beiden Fällen können die Wärmegestehungskosten reduziert werden: Für die Wärmesenke von 30 GWh_{th}/a um bis zu 0,53 ct/kWh_{th} und für die Wärmesenke von 60 GWh_{th}/a um bis zu 0,12 ct/kWh_{th} (rot markierte Szenarien). Es zeigt sich, dass eine Erhöhung der Gasspeicherkapazität nicht unmittelbar zu einer kontinuierlichen Verringerung der Wärmegestehungskosten führt. Vielmehr ergeben sich jeweils flache Kostenverläufe mit einem kostenoptimalen Bereich. Dies verdeutlicht, dass eine größere Speicherkapazität – analog zur strompreisgeführten BHKW-Anwendung – nicht zwangsläufig einen zusätzlichen wirtschaftlichen Vorteil bewirkt. Dem zusätzlichen Investitionsaufwand stehen nur begrenzte weitere Einsparungen bei den leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten gegenüber.

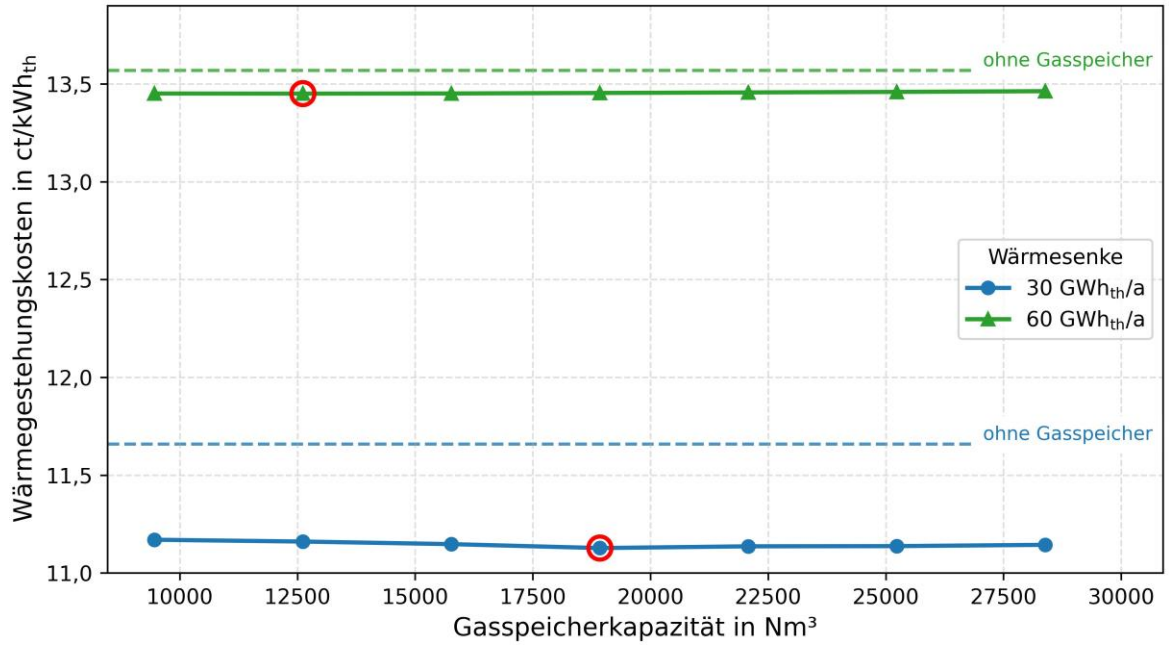


Abbildung 7: Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems in Abhängigkeit der Gasspeicherkapazität – mit jeweils hervorgehobener kostenoptimaler Gasspeicherkapazität; Eigene Darstellung

Im betrachteten System liegt das Kostenminimum bei einer Speicherkapazität von rund 18.900 Nm^3 für die Wärmesenke von 30 GWh_{th}/a und rund 12.600 Nm^3 für 60 GWh_{th}/a. Aufgrund der flachen Kostenverläufe führen Abweichungen von diesen Punkten jedoch nur zu geringen Änderungen der Wärmegestehungskosten. Die unterschiedliche Höhe der erzielbaren Kostensenkung zwischen den beiden Wärmesenken ist wesentlich durch die unterschiedliche Bedeutung des unverändert auf 10 MW_{el} dimensionierten Biomethan-BHKW für die Gesamtwärmeversorgung geprägt. Während sich der jährliche Wärmebedarf von 30 auf 60 GWh_{th}/a verdoppelt, bleibt die installierte BHKW-Leistung konstant. Mit zunehmender Wärmesenke übernimmt der Erdgaskessel somit einen größeren Anteil der Wärmebereitstellung, wodurch sich der Einfluss der durch den Gasspeicher erzielbaren Einsparungen auf die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems entsprechend reduziert.
Zur Einordnung dieses Zusammenhangs wurde ergänzend die maximale Gasbezugsleistung des Gesamtsystems untersucht. Ohne Gasspeicher liegt diese für beide Wärmesenken mit rund 2.106 bzw. 2.145 Nm^3/h auf einem ähnlichen Niveau. Dies ist darauf zurückzuführend, dass die maximale Gasbezugsleistung im Wesentlichen durch das unverändert auf 10 MW_{el} dimensionierte Biomethan-BHKW bestimmt wird. Durch den Einsatz des Gasspeichers kann die maximale Gasbezugsleistung bei der Wärmesenke von 30 GWh_{th}/a auf rund 788 Nm^3/h und damit um etwa 63 % reduziert werden. Bei 60 GWh_{th}/a sinkt sie auf rund 1.434 Nm^3/h,

entsprechend einer Reduktion um etwa 33 %. Die stärkere Reduktion der maximalen Gasbezugsleistung bei der kleineren Wärmesenke trägt damit wesentlich zur dort höheren Kostensenkung bei.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die wirtschaftliche Wirkung eines Gasspeichers maßgeblich von seiner Einbindung in das Gesamtversorgungssystem abhängt. Entscheidend sind insbesondere der Anteil des Biomethan-BHKW an der Wärmebereitstellung, dessen Betriebsweise sowie das durch den Gasspeicher zusätzlich erschließbare Potenzial zur Reduzierung der maximalen Gasbezugsleistung. Bei einer hohen Bedeutung des BHKW für die Wärmeversorgung können Einsparungen bei den leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten stärker auf die Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems wirken. Gleichzeitig ist der Zusatznutzen des Gasspeichers begrenzt, wenn die maximale Gasbezugsleistung bereits durch die optimierte Betriebsführung des Versorgungssystems niedrig gehalten werden kann. Das wirtschaftliche Potenzial eines Gasspeichers lässt sich daher nicht allein anhand der Wärmesenke oder der Speicherkapazität bestimmen, sondern ergibt sich aus dem Zusammenspiel von Wärmelast, Anlagendimensionierung, Betriebsführung und zusätzlichem Potenzial zur Begrenzung der Gasbezugsleistung. Hierbei ergibt sich die optimale Speicherkapazität aus dem Verhältnis zwischen den erzielbaren Einsparungen bei den Netznutzungsentgelten und dem erforderlichen Investitionsaufwand.

Die für die betrachteten Wärmesenken ermittelten Speicherkapazitäten und Kosteneffekte sind dabei als systemspezifische Ergebnisse zu verstehen und nicht unmittelbar auf andere Versorgungssysteme übertragbar. Insbesondere die zeitliche Charakteristik der Wärmelast, die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen und Wärmespeicher sowie die zugrunde gelegten Strom- und Gaspreise können die optimale Betriebsweise und damit die erforderliche Speicherkapazität wesentlich beeinflussen. Für eine standortspezifische Auslegung ist daher eine individuelle Betrachtung des Wärmebedarfs, der Anlagenkonfiguration und der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen erforderlich.

Über den wirtschaftlichen Nutzen hinaus zeigt sich, dass ein Gasentnahmespeicher auch zur Überwindung technischer Begrenzungen der Gasbezugsleistung beitragen kann. Insbesondere an Standorten mit begrenzter Gastransportkapazität im Verteilnetz, beispielsweise bei niedrigen Netzdruckstufen oder langen Anschlussleitungen und damit verbundenen Druckverlusten, kann die für größere BHKW erforderliche Gasbezugsleistung begrenzt sein. Durch die Zwischenspeicherung von Biomethan lässt sich der zeitliche Zusammenhang zwischen Gasnetzbezug und Anlagenbetrieb entkoppeln, sodass auch bei begrenzter Netzbezugsleistung höhere BHKW-Leistungen betrieben werden können. Damit eröffnet ein Gasentnahmespeicher zusätzliche technische Ausgestaltungsmöglichkeiten für die Nutzung hochflexibler Biomethan-BHKW an netzseitig begrenzten Standorten.

3.4 Sensitivitätsanalyse wesentlicher Einflussgrößen auf die Wärmegestehungskosten des Biomethan-BHKW

Aufbauend auf der Untersuchung des Gasspeichereinsatzes in Kapitel 3.2 wird nachfolgend die Sensitivität der Wärmegestehungskosten des betrachteten Wärmeversorgungskonzepts gegenüber wesentlichen marktseitigen, regulatorischen und wirtschaftlichen Einflussgrößen untersucht. Dabei wird das in Abbildung 8 dargestellte Gesamtsystem einschließlich Biomethan-BHKW, Erdgaskessel, Wärme- und Gasentnahmespeicher betrachtet. Die zugrunde gelegte Wärmesenke weist einen jährlichen Gesamtbedarf von 30 GWh_{th}/a auf.

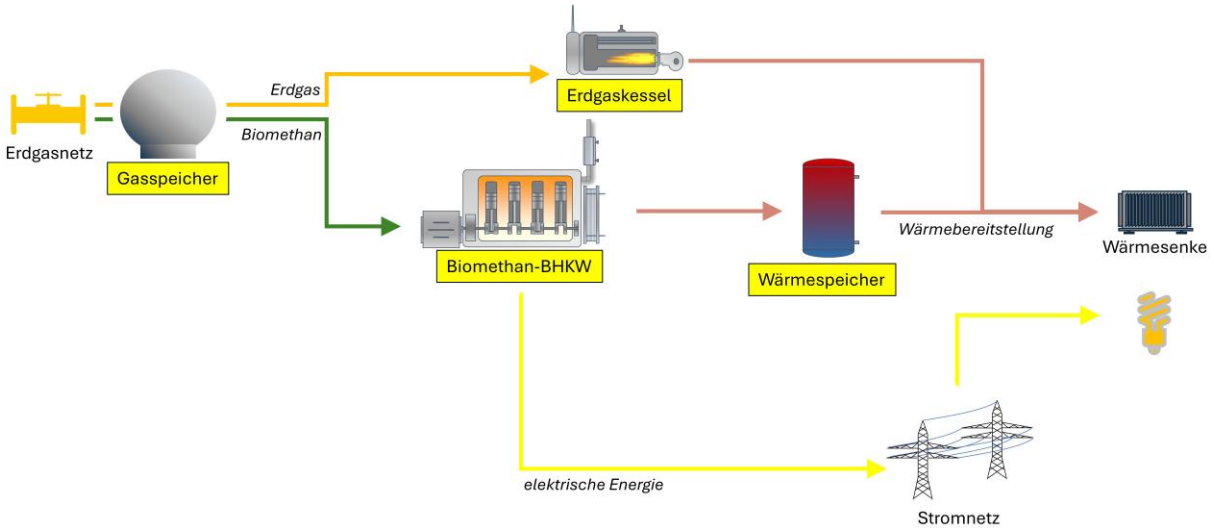


Abbildung 8: Schematische Darstellung der im Simulationsmodell abgebildeten Anlagenstruktur: Biomethan-BHKW, Erdgaskessel, Wärme- und Gasentnahmespeicher; Quelle: Eigene Darstellung

Ziel ist es, die Robustheit des betrachteten Wärmeversorgungskonzepts gegenüber veränderten Rahmenbedingungen zu bewerten und besonders relevante Einflussgrößen für die Wirtschaftlichkeit zu identifizieren. Für jede Sensitivitätsannahme wird das Versorgungssystem unter ansonsten unveränderten Randbedingungen erneut bewertet. Die ausgewiesene Änderung der Wärmegestehungskosten ergibt sich aus der Differenz zum jeweiligen Basisfall. Ein wesentlicher Unsicherheitsfaktor für die Wirtschaftlichkeit des flexiblen Biomethan-BHKW liegt in der zukünftigen Entwicklung der Energiepreise. Für die Abbildung unterschiedlicher Preisentwicklungen werden daher differenzierte Steigerungsraten für verschiedene Strompreissegmente angesetzt. Als Datengrundlage werden die Day-Ahead-Strompreise der Jahre 2023 bis 2025 aus der SMARD-Datenbank der Bundesnetzagentur (2025) berücksichtigt, wobei der Betrieb unter gleichgewichteter Berücksichtigung aller drei Strompreisjahre bewertet wird. Die Entwicklung der BHKW-Erlöse orientiert sich an den 1.500 höchsten Strompreisstunden und wird mit einer jährlichen Preissteigerung von 5,4 % angesetzt. Der Basiswert für Strombezug bzw. Eigenbedarf des BHKW orientiert sich am langfristigen Mittelwert der Strompreise und wird mit 4,5 %/a fortgeschrieben. Darüber hinaus werden Variationen der Gasnetznutzungsentgelte, der Förderbedingungen, der Netzanschlusskosten sowie des für die Finanzierung angesetzten Kapitalzinssatzes berücksichtigt. Zusätzlich wird ein Abschlagsfaktor auf die erzielbaren Stromerlöse variiert, um die Differenz zwischen den im Rahmen der Betriebsoptimierung theoretisch erzielbaren und den unter praktischen Bedingungen tatsächlich realisierbaren Stromerlösen abzubilden. Hierdurch werden insbesondere Unsicherheiten infolge von Prognoseabweichungen und weiteren betrieblichen Einschränkungen berücksichtigt. Eine detailliertere Beschreibung der Bewertungsmethodik findet sich in Anhang A.

Die in Tabelle 2 ausgewiesenen Änderungen der Wärmegestehungskosten sind jeweils vor dem Hintergrund der gewählten Variationsbereiche zu interpretieren. Ein direkter Vergleich der absoluten Änderungen stellt daher keine normierte Maßzahl für die Sensitivität der einzelnen Einflussgrößen dar.

Tabelle 2: Sensitivität der Wärmegestehungskosten gegenüber ausgewählten Einflussgrößen; Quelle: Eigene Darstellung

Einflussgröße	**Basiswert**	**Sensitivität Annahme**	**Änderung der Wärmegestehungskosten**
Biomethanpreis	8,6 ct/kWh$_{Hs}$	9,6 ct/kWh$_{Hs}$	+2,75 ct/kWh$_{th}$
Biomethanpreissteigerung	3 %/a	3,5 %/a	+0,93 ct/kWh$_{th}$
Gasnetznutzungsentgelt	Schwaben Netz GmbH[1] 0,46 ct/kWh$_{Hs}$	Sachsen Netze GmbH[1] 1,02 ct/kWh$_{Hs}$	+1,69 ct/kWh$_{th}$
EEG-Ausschreibung[2]	21,03 ct/kWh$_{el}$	23,13 ct/kWh$_{el}$	-2,1 ct/kWh$_{th}$
Abschlagsfaktor	0,85	0,75	+2,43 ct/kWh$_{th}$
Netzanschlusskosten (Strom)	270.000 €	470.000 €	+0,34 ct/kWh$_{th}$
Steigerung Durchschnittsstrompreis	4,5 %/a	1,5 %/a	-0,04 ct/kWh$_{th}$
Steigerung Strompreisspitzen	5,43 %/a	2,5 %/a	+3,62 ct/kWh$_{th}$
Kapitalzinssatz	13 %	11 %	-1,76 ct/kWh$_{th}$

[1]Preisblätter der Schwaben Netz GmbH (2024) bzw. Sachsen Netze GmbH (2024), Stand 2025. Die Werte von 0,46 bzw. 1,02 ct/kWhHs wurden aus den arbeits- und leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten unter Berücksichtigung des optimierten Dispatches berechnet und vereinfachend auf die bezogene Gasarbeit bezogen.

[2]21,03 ct/kWh$_{el}$; zuvor angesetzter Höchstwert; 23,13 ct/kWh$_{el}$: Höchstwert für Biomethanausschreibungen 2026 gemäß Festlegung der Bundesnetzagentur (2026)

Die Ergebnisse zeigen, dass innerhalb der jeweils betrachteten Variationsbereiche insbesondere die Entwicklung der Strompreisspitzen, der Biomethanpreis sowie der Abschlagsfaktor auf die erzielbaren Stromerlöse einen deutlichen Einfluss auf die Wärmegestehungskosten aufweisen. Änderungen der Strompreisspitzen wirken sich dabei unmittelbar auf die Erlöspotenziale des flexibel betriebenen Biomethan-BHKW aus. Eine geringere Steigerung der Strompreisspitzen führt entsprechend zu höheren Wärmegestehungskosten. Auch der Biomethanpreis weist aufgrund seines direkten Einflusses auf die variablen Betriebskosten eine hohe Sensitivität auf. Ein geringerer Abschlagsfaktor steht dabei für eine zunehmende Abweichung vom theoretisch optimalen Anlagenfahrplan und damit für geringere tatsächlich erzielbare Stromerlöse. Ursachen hierfür können beispielsweise Prognoseabweichungen, ungeplante Anlagenstillstände oder Wartungszeiten sein. Mit zunehmender Abweichung vom theoretisch optimalen Betrieb steigen entsprechend die Wärmegestehungskosten.
Neben den genannten Einflussgrößen zeigen auch die Förderbedingungen, der Kapitalzinssatz und die standortabhängigen Gasnetznutzungsentgelte eine relevante Wirkung auf die

Wärmegestehungskosten. Die Erhöhung des angesetzten EEG-Höchstwerts von 21,03 auf 23,13 ct/kWh$_{el}$ führt aufgrund der höheren Stromerlöse zu einer Reduktion der Wärmegestehungskosten um 2,1 ct/kWh$_{th}$. Demgegenüber fallen die betrachteten Änderungen der stromseitigen Netzanschlusskosten und die Steigerung der durchschnittlichen Strompreise für den Strombezug im betrachteten Variationsbereich vergleichsweise gering aus.
Zur weiterführenden Einordnung der Sensitivität wurden für die untersuchten Einflussgrößen lineare Regressionen der berechneten Wärmegestehungskosten durchgeführt. Die zugehörigen Sensitivitätsverläufe einschließlich der Regressionsgeraden und des jeweiligen Bestimmtheitsmaßes R^2 sind in Anhang B dargestellt. Die Steigung der jeweiligen Regressionsgeraden beschreibt dabei die Änderung der Wärmegestehungskosten je Einheit Änderung der betrachteten Einflussgröße. Für eine anschauliche Einordnung der Sensitivität werden die daraus abgeleiteten Änderungen der Wärmegestehungskosten für die ausgewählten Parameteränderungen in Tabelle 3 als systemspezifische Orientierungsgrößen dargestellt.

Tabelle 3: Orientierungsgrößen zur Sensitivität der Wärmegestehungskosten gegenüber ausgewählten Einflussgrößen für das betrachtete Wärmeversorgungssystem; Quelle: Eigene Darstellung

Einflussgröße	**Parameteränderung**	**Änderung der Wärmegestehungskosten**
Biomethanpreis	+0,1 ct/kWh$_{Hs}$	+0,27 ct/kWh$_{th}$
Biomethanpreissteigerung	+0,5 %/a	+0,99 ct/kWh$_{th}$
Gasnetznutzungsentgelt	+0,1 ct/kWh$_{Hs}$	+0,32 ct/kWh$_{th}$
EEG-Ausschreibung	+1 ct/kWh$_{el}$	-1,00 ct/kWh$_{th}$
Abschlagsfaktor	+0,05	-1,21 ct/kWh$_{th}$
Netzanschlusskosten (Strom)	+100.000 €	+0,17 ct/kWh$_{th}$
Steigerung Durchschnittsstrompreis	+0,5 %/a	+0,01 ct/kWh$_{th}$
Steigerung Strompreisspitzen	+0,5 %/a	-0,64 ct/kWh$_{th}$
Kapitalzinssatz	+1,0 %	+0,88 ct/kWh$_{th}$

Die in Tabelle 3 dargestellten Orientierungsgrößen beziehen sich ausschließlich auf das im Projekt betrachtete Versorgungssystem und die jeweils untersuchten Variationsbereiche. Sie stellen keine allgemein übertragbaren Sensitivitätskennwerte dar. Die Regressionen basieren auf der isolierten Variation jeweils einer Einflussgröße bei ansonsten unveränderten Randbedingungen. In der praktischen Anwendung können mehrere Einflussgrößen gleichzeitig variieren und sich gegenseitig beeinflussen. Insbesondere bei Einflussgrößen, die über die Betriebsoptimierung auf die Einsatzentscheidung des Biomethan-BHKW wirken, können sich dadurch Wechselwirkungen ergeben, die durch die isolierte Sensitivitätsbetrachtung nicht abgebildet werden. Darüber hinaus hängt die Wirtschaftlichkeit wesentlich von der jeweiligen Systemkonfiguration, insbesondere vom Verhältnis zwischen BHKW-Leistung, Wärmesenke und verfügbarer Kesselleistung ab.

3.5 BHKW und Großwärmepumpe zur komplementären Wärmeversorgung

Eine ergänzende Analyse richtet den Fokus auf die Kombination eines flexiblen Biomethan-BHKW mit einer neu zu errichtenden Großwärmepumpe. Ausgehend von einem Greenfield-Ansatz für die Wärmepumpe wird das bestehende Wärmeversorgungssystem mit Erdgaskessel um das Biomethan-BHKW und einer Großwärmepumpe als weitere zusätzliche Wärmeerzeugungseinheit ergänzt und gemeinsam betrieben.
Ziel der Untersuchung ist es, die komplementäre Betriebsweise von Großwärmepumpen und Biomethan-BHKW sowie deren Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung am Beispiel einer Flusswärmepumpe (Wasser-Wasser-System) zu beleuchten. Während die Wärmepumpe als Stromverbraucher insbesondere bei niedrigen Strompreisen wirtschaftlich betrieben werden kann, erzeugt das Biomethan-BHKW gleichzeitig Strom und Wärme und kann insbesondere bei hohen Strompreisen einen wirtschaftlich attraktiven Betrieb ermöglichen. Die Wärmepumpe weist zudem aufgrund der gewählten Flusswasserquelle eine temperaturabhängige technische Verfügbarkeit auf. Bei der Unterschreitung definierter Außentemperaturen wird sie im Modell aufgrund der angenommenen Vereisungsgefahr als nicht nutzbar berücksichtigt. Hierdurch können sich Betriebszeiträume ergeben, in denen die Wärmepumpe nicht zur Wärmeversorgung beitragen kann und das Biomethan-BHKW sowie der Erdgaskessel stärker zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden. Die tatsächliche Einsatzentscheidung der Anlagen erfolgt dabei im Rahmen der stündlichen Betriebsoptimierung unter Berücksichtigung der jeweiligen technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen. Die betrachtete Anlagenkonfiguration erweitert das bereits in den vorherigen Untersuchungen in Kapitel 3.2 betrachtete Wärmeversorgungssystem um eine Großwärmepumpe mit einer installierten thermischen Leistung von 9.570 kW_{th} (siehe Abbildung 9).

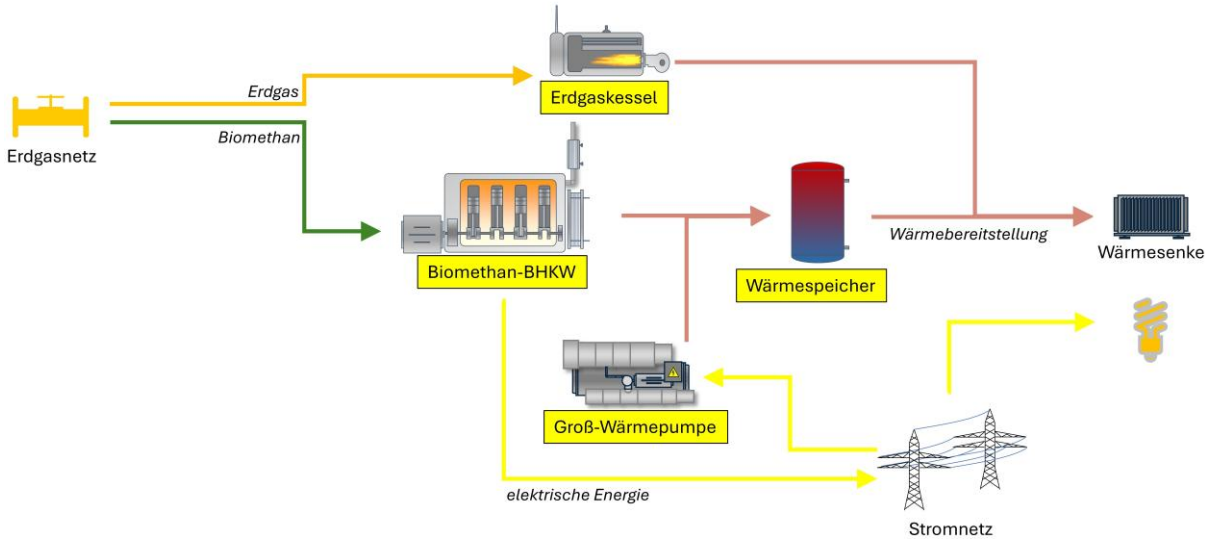


Abbildung 9: Schematische Darstellung der erweiterten Anlagenkonfiguration mit Biomethan-BHKW, Großwärmepumpe, Erdgaskessel und Wärmespeicher; Quelle: Eigene Darstellung

Das Biomethan-BHKW und die Wärmepumpe stellen dabei unterschiedliche Formen der Energieumwandlung bereit: Das BHKW bezieht Biomethan und liefert Strom sowie Wärme (Produzent/Einspeiser), während die Großwärmepumpe (Konsument/Aufnehmer) elektrische Energie aufnimmt und unter Nutzung der Wärmequelle Flusswasser Wärme für die Wärmesenke bereitstellt. Der bestehende Erdgaskessel dient weiterhin der ergänzenden Wärmebereitstellung. Der Wärmespeicher ermöglicht eine zeitliche Entkopplung von Wärmeerzeugung und Wärmebedarf und erweitert die betrieblichen Freiheitsgrade des Versorgungssystems. Die Betriebsweise des erweiterten Systems wird analog zu den voranstehenden Untersuchungen

stündlich optimiert. Dabei werden neben dem Wärmebedarf und den technischen Betriebsgrenzen insbesondere Stromkosten der Wärmepumpe, die Stromerlöse und die Förderung des Biomethan-BHKW, die Biomethan- und Erdgasbezugskosten sowie die bedarfsgebundenen Förderungen der Wärmepumpe berücksichtigt. Investive Förderungen werden in dieser Betrachtung nicht angesetzt. Die Wärmepumpe wird nicht als bestehende Wärmeerzeugungsanlage angesetzt, sondern die Investitionskosten fließen in die Systembewertung mittels Annuitätenmethode gemäß VDI 2067 mit ein. Die zugrunde gelegten, zentralen Annahmen und Eingangsdaten sind in Anhang A gebündelt dargestellt.
Die Integration der Großwärmepumpe führt in beiden betrachteten Wärmesenken zu einer deutlichen Reduktion der Wärmegestehungskosten des Gesamtsystems. Bei einer Wärmesenke von 30 GWh_{th}/a sinken diese von 11,7 auf 4,6 ct/kWh_{th}, bei 60 GWh_{th}/a von 13,6 auf 4,9 ct/kWh_{th}. Die Wärmepumpe übernimmt dabei einen wesentlichen Anteil der Wärmebereitstellung und reduziert den Einsatz des Erdgaskessels. Bei einer Wärmesenke von 30 GWhth/a beträgt der Anteil der Wärmepumpe an der Wärmebereitstellung 69 %. Der Anteil des Erdgaskessels reduziert sich dadurch von 71 auf 1,7 %, während der Wärmeanteil des Biomethan-BHKW mit 29 % unverändert bleibt. Bei einer Wärmesenke von 60 GWh_{th}/a deckt die Wärmepumpe 73 % des Wärmebedarfs; der Anteil des Erdgaskessels sinkt von 85 auf 12 %. Die resultierenden Deckungsanteile sind in Abbildung 10 gegenübergestellt.

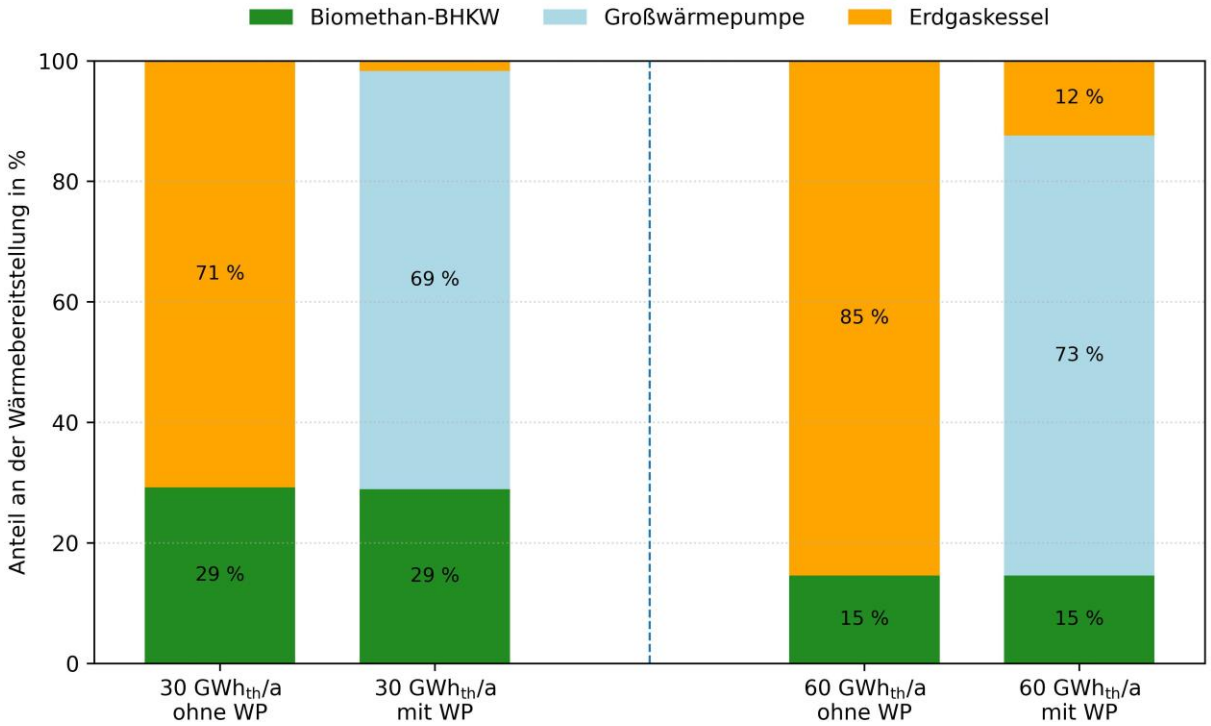


Abbildung 10: Deckungsanteile der Wärmebereitstellung durch Biomethan-BHKW, Großwärmepumpe und Erdgaskessel für unterschiedliche Wärmesenken; Quelle: Eigene Darstellung

Es zeigt sich, dass die zusätzliche Wärmebereitstellung der Wärmepumpe im Wesentlichen den Einsatz des Erdgaskessels verdrängt. Die unterschiedlichen Wärmedeckungsanteile des Biomethan-BHKW zwischen den beiden Wärmesenken resultieren aus der konstant angesetzten BHKW-Leistung von 10 MW_{el} und dem Betrieb mit 876 Volllaststunden pro Jahr. Auch bei Integration der Wärmepumpe bleiben diese 876 Betriebsstunden aufgrund der erzielbaren Stromerlöse und der damit verbundenen wirtschaftlichen Vorteilhaftigkeit des BHKW-Betriebs bestehen. Während die absolut bereitgestellte Wärmemenge des BHKW damit in beiden Szenarien identisch bleibt, steigt der betrachtete jährliche Wärmebedarf von 30 auf 60 GWh_{th}/a. Der relative Wärmeanteil des BHKW sinkt entsprechend.

Die Gegenüberstellung der strommarktbezogenen Einsatzpunkte in Abbildung 11 verdeutlicht die komplementäre Betriebsweise von Großwärmepumpe und Biomethan-BHKW. Im betrachteten Strompreisjahr 2024 liegt der durchschnittlich erzielte Strompreis des Biomethan-BHKW bei rund 160 €/MWh$_{el}$, während die Großwärmepumpe Strom zu durchschnittlich 38,5 €/MWh$_{el}$ bei einer Wärmesenke von 30 GWh$_{th}$/a bzw. 59,0 €/MWh$_{el}$ bei 60 GWh$_{th}$/a bezieht. Beide Werte der Wärmepumpe liegen damit deutlich unter dem Jahresmittel des Day-Ahead-Strompreises von 78,5 €/MWh$_{el}$.

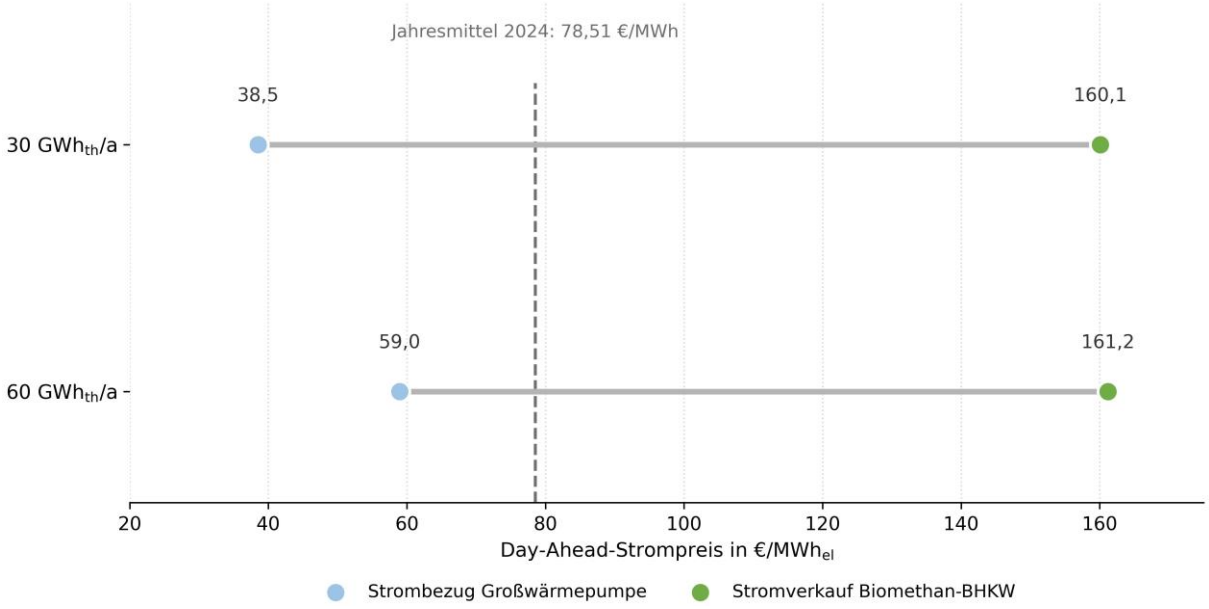


Abbildung 11: Gegenüberstellung der durchschnittlichen Strombezugskosten der Großwärmepumpe und der erzielten Stromverkaufspreise des Biomethan-BHKW für die Wärmesenken 30 und 60 GWh$_{th}$/a im Jahr 2024; Quelle: Eigene Darstellung

Die Ergebnisse zeigen, dass die Wärmepumpe im betrachteten Betriebsjahr überwiegend in vergleichsweise günstigen Strompreisstunden eingesetzt wird, während das Biomethan-BHKW Strom in deutlich höherpreisigen Stunden vermarktet. Damit ermöglicht die Kombination beider Technologien eine komplementäre Betriebsweise mit flexibler Stromvermarktung und bedarfsgerechter Wärmebereitstellung.

4 Ableitungen für die Praxis

Die Projektergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit eines hochflexiblen Biomethan-BHKW wesentlich von den jeweiligen Standort- und Systembedingungen abhängt. Für die praktische Übertragung der Ergebnisse sind daher sowohl die standortspezifischen Rahmenbedingungen als auch die Auslegung des Gesamtsystems sowie die wirtschaftlichen Randbedingungen zu berücksichtigen. Vor einer konkreten Auslegung bzw. Wirtschaftlichkeitsbewertung sollten daher insbesondere die in Tabelle 4 zusammengefassten Rahmenbedingungen standortspezifisch geprüft werden:

Tabelle 4: Wesentliche standortspezifische Rahmenbedingungen für die Auslegung und Wirtschaftlichkeitsbewertung eines hochflexiblen Biomethan-BHKW; Quelle: Eigene Darstellung

Bereich	**Zu prüfende Größe**
Wärmesenke	• Jahreswärmebedarf • Zeitlicher Verlauf des Wärmebedarfs • Anforderungen der Wärmenutzung, insbesondere Temperaturniveau • Wärmeerlöse bzw. erzielbarer Wärmepreis
Wärmeversorgung	• Geplante thermische und elektrische BHKW-Leistung • Vorhandene und geplante weitere Wärmeerzeugungsanlagen
Biomethan	• Biomethanpreis und Bezugsstruktur • Entwicklung der Brennstoff- und Bereitstellungskosten
Gasnetz	• Arbeits- und Leistungspreis der Gasnetznutzungsentgelte • Maximal mögliche Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz und technische Netzrestriktionen • Gasnetzanschlusskosten und technische Randbedingungen
Gasspeicher	• Potenzial zur Reduzierung der maximalen Gasbezugsleistung • Technische und räumliche Umsetzbarkeit • Rechtliche bzw. genehmigungsrechtliche Anforderungen
Strommarkt	• Erwartbares Strompreisniveau und Entwicklung der Strompreisspitzen • Erzielbare Erlöse aus der flexiblen Fahrweise und betrieblichen Einsatzmöglichkeiten
Stromnetz	• Netzanschlusskosten und technische Randbedingungen
Wärmespeicher	• Vorhandenes bzw. zusätzlich nutzbares Wärmespeichervolumen

Förderung	• Aktuelle Förder- und Ausschreibungsbedingungen • Anforderungen an Biomethanqualität und Nachhaltigkeitskriterien
Finanzierung	• Kapitalzinssatz und Investitionskosten

Ein hochflexibles Biomethan-BHKW sollte nicht isoliert, sondern als Bestandteil eines integrierten Wärmeversorgungssystems ausgelegt werden. Entscheidend ist dabei insbesondere, in welchem Umfang die vorhandene Wärmesenke eine strompreisorientierte Betriebsweise des BHKW ermöglicht und welche Möglichkeiten zur zeitlichen Entkopplung von Wärmebereitstellung und Stromerzeugung bestehen. Hierbei sind das BHKW, vorhandene bzw. geplante Wärmeerzeuger und Wärmespeicher gemeinsam zu betrachten. Auch die Ergänzung um eine Großwärmepumpe kann dabei eine relevante Option darstellen, insbesondere wenn günstige Strompreiszeiten für die Wärmebereitstellung genutzt werden können. Dadurch können unterschiedliche Wärmeerzeuger entsprechend ihrer jeweiligen Betriebscharakteristik und den verfügbaren Strom- und Brennstoffpreisen eingesetzt werden.
Eine weitere im Projekt BioM0876 untersuchte Möglichkeit zur standortspezifischen Anpassung des Versorgungssystems ist die Integration eines Gasentnahmespeichers. Dieser kann insbesondere dann relevant sein, wenn hohe leistungsabhängige Gasnetznutzungsentgelte anfallen oder die maximal mögliche Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz die Auslegung des BHKW begrenzt. Die Projektergebnisse zeigen jedoch, dass ein Gasentnahmespeicher nicht grundsätzlich kosteneffizient ist. Der wirtschaftliche Nutzen hängt sowohl von der BHKW-Auslegung und dem Betriebsprofil als auch von den standortspezifischen Gasnetznutzungsentgelten und den Investitionskosten des Speichers ab. Eine pauschale Dimensionierung lässt sich daher nicht ableiten; vielmehr sind Gasbezugsleistung, Speichervolumen und Betriebsweise aufeinander und auf das Gesamtsystem abzustimmen.
Für die Wirtschaftlichkeitsbewertung sollten schließlich nicht einzelne Komponenten isoliert betrachtet werden. Neben den Investitions- und Betriebskosten sind insbesondere die Biomethan- und standortspezifischen Gasnetzkosten, die erzielbaren Stromerlöse sowie die jeweils geltenden Förder- und Ausschreibungsbedingungen zu berücksichtigen. Für die Einordnung der rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen können ergänzend die im Rahmen des Projekts erarbeiteten Analysen und Übersichtspapiere des Instituts für Klimaschutz, Energie und Mobilität (IKEM) von Durschang et al. (2026a, 2026b) herangezogen werden. Da insbesondere zukünftige Strompreisentwicklungen, Biomethanpreise und regulatorische Rahmenbedingungen mit Unsicherheiten verbunden sind, empfiehlt sich zudem eine Sensitivitäts- bzw. Szenarien-Betrachtung der wesentlichen Einflussgrößen.

5 Fazit

Vor dem Hintergrund eines zunehmend durch fluktuierende erneuerbare Energien geprägten Energiesystems wurde im Projekt BioM0876 untersucht, unter welchen technischen und wirtschaftlichen Bedingungen Biomethan für eine hochflexible Strom- und Wärmebereitstellung eingesetzt werden kann. Die Ergebnisse zeigen, dass hochflexible Biomethan-BHKW grundsätzlich eine Möglichkeit bieten, die speicher- und transportierbaren Eigenschaften von Biomethan für eine zeitlich flexible Energieerzeugung zu nutzen, wobei die Wirtschaftlichkeit wesentlich vom Zusammenspiel der Biomethanbereitstellungskosten, der standortspezifischen Gas- und Stromnetzanschlusskosten, der erzielbaren Stromerlöse, der Wärmesenke sowie der technischen Auslegung und Betriebsweise des Gesamtsystems bestimmt wird.
Die Untersuchungen verdeutlichen zugleich, dass insbesondere die leistungsabhängigen Gasnetznutzungsentgelte einen relevanten Einfluss auf die Biomethanbereitstellungskosten haben können. Ein Gasentnahmespeicher kann die maximale Gasbezugsleistung begrenzen und dadurch Netzkosten reduzieren. Die Kosteneffizienz hängt jedoch von den jeweiligen Netznutzungsentgelten, der BHKW-Auslegung, dem Betriebsprofil, den Speicherkosten und den technischen Standortbedingungen ab. Eine allgemeingültige optimale Speicherdimensionierung lässt sich daraus nicht ableiten.
Für die Wärmeversorgung eröffnet die Kombination verschiedener Erzeugungstechnologien zusätzliche Freiheitsgrade. Neben der flexiblen Stromvermarktung des Biomethan-BHKW kann insbesondere eine Großwärmepumpe den Einsatz konventioneller Wärmeerzeuger reduzieren und durch die komplementäre Betriebsweise geringe Wärmegestehungskosten ermöglichen. Die im Projekt untersuchte Kombination zeigt damit exemplarisch, dass die wirtschaftliche Nutzung eines hochflexiblen Biomethan-BHKW nicht allein durch dessen eigene Betriebsweise, sondern durch die Einbindung in ein geeignetes Gesamtsystem bestimmt wird. Für die praktische Umsetzung ist daher eine standortspezifische Betrachtung von Wärmesenke, Anlagenkonfiguration, Gas- und Stromnetzinfrastruktur, Biomethanbereitstellung, Speichermöglichkeiten, Förderbedingungen und Finanzierung erforderlich. Die Ergebnisse des Projekts liefern hierfür quantitative Orientierungsgrößen und zeigen wesentliche Einflussgrößen auf. Die konkrete Auslegung und Wirtschaftlichkeit eines hochflexiblen Biomethan-BHKW ist jedoch stets unter den jeweiligen technischen, wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen des Standorts zu bewerten. Dabei gilt es abzuwarten, wie sich die förderrechtlichen Bedingungen für mit Biomethan betriebene BHKW-Anlagen im Rahmen der Novelle des EEG 2027 entwickeln.

Literaturverzeichnis

Bundesnetzagentur (2025): SMARD – Strommarktdaten: Großhandelspreise. Online verfügbar unter: https://www.smard.de/page/home/wiki-article/446/562/grosshandelspreise

Bundesnetzagentur (2026): Ausschreibungen für Biomethananlagen. Online verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Biomethan/start.html

Durschang, L., Graetschel, J., Lehnshack, M. (2026a). Rechtliche Einflussgrößen auf die Biomethanpreisermittlung. Übersichtspapier. Entstanden im Projekt BioM0876. Online verfügbar unter: https://www.ikem.de/publikation/rechtliche-einflussgroessen-auf-die-biomethanpreisermittlung/

Durschang, L., Graetschel, J. (2026b). Rechtliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Biomethan-BHKW. Übersichtspapier. Entstanden im Projekt BioM0876. Online verfügbar unter: https://www.ikem.de/publikation/rechtliche-rahmenbedingungen-fuer-den-betrieb-von-biomethan-bhkw/

Idda, J., Selleneit, V., Holzhammer, U. (2026). Biomethanbereitstellungskosten für hochflexible BHKW und der Einfluss eines Gasspeichers. *Agricultural engineering.Eu*, 81(2). https://doi.org/10.15150/ae.2026.3363

Sachsen Netze GmbH (2024): Preisblatt für den Netzzugang Gas. Stand: Dezember 2024, gültig ab 01.01.2025.

Schwaben Netz GmbH (2024): Preisblatt für den Netzzugang Gas mit Kostenwälzung vorgelagerter Netze. Stand: 15.12.2024, gültig ab 01.01.2025.

Verein Deutscher Ingenieure e. V. (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung. VDI 2067 Blatt 1:2012-09.

Anhang A: Methodische Berechnungsgrundlagen und Annahmen

Die nachfolgenden Angaben fassen die wesentlichen methodischen Grundlagen sowie die für die im Projekt durchgeführten Analysen zugrunde gelegten technischen, energiewirtschaftlichen, finanzwirtschaftlichen sowie förder- und regulatorischen Randbedingungen zusammen. Die Darstellung erfolgt analyseübergreifend und umfasst die relevanten Annahmen und Eingangsparameter der in den Kapiteln 3.2 bis 3.5 betrachteten Untersuchungen. Dabei werden sowohl Parameter berücksichtigt, die für mehrere Analysen einheitlich angesetzt wurden, als auch solche, die nur für einzelne Untersuchungen relevant sind; Szenario- oder untersuchungsabhängige Werte sind entsprechend gekennzeichnet. Die in der Sensitivitätsanalyse gezielt variierten Parameter und deren Variationsbereiche sind hiervon ausgenommen und werden getrennt dargestellt.

1. Betriebsoptimierung/ Dispatch

Innerhalb energyPRO wird das jeweilige Energiesystem zeitaufgelöst abgebildet. Auf Grundlage der vorgegebenen Energiebedarfe, Anlagenparameter, Speicher, Brennstoffpreise, Strompreise sowie technischen und betrieblichen Randbedingungen wird der Anlagenbetrieb mittels MILP-Optimierung bestimmt. Ergebnis sind insbesondere die zeitaufgelösten Betriebszustände bzw. Energieerzeugungen der Anlagen sowie die daraus resultierenden Brennstoff- und Energiebezüge. Der Optimierungsansatz dient damit als Grundlage für die nachgelagerte wirtschaftliche Bewertung.
Für das Biomethan-BHKW werden neben den technischen Anlagenparametern auch die für einen flexiblen Anlagenbetrieb relevanten betrieblichen Vorgaben berücksichtigt. Hierzu zählen insbesondere eine jährliche Betriebsdauer von 876 Vollbenutzungsstunden sowie die Einhaltung des Qualitätskriteriums zur Gewährleistung der damit verbundenen Förderberechtigung. Dabei wird berücksichtigt, dass mindestens 500 Betriebsstunden mit einer elektrischen Leistung von mindestens 85 % der installierten Leistung erbracht werden.
In Szenarien mit einer Großwärmepumpe wird deren Betrieb ebenfalls im Rahmen der zeitaufgelösten Optimierung bestimmt. Dabei werden die für den Wärmepumpenbetrieb relevanten Temperaturbedingungen berücksichtigt. Für niedrige Außen- bzw. Wärmequellentemperaturen wird entsprechend der technischen Randbedingungen ein Nichtbetrieb der Wärmepumpe angenommen, um Betriebszustände mit erhöhter Vereisungsgefahr zu vermeiden. Diese Einschränkung betrifft vor allem Zeiträume mit niedrigen Temperaturen in den Wintermonaten.
Speicher ermöglichen eine zeitliche Entkopplung von Energieerzeugung und -bedarf und stellen damit zusätzliche Freiheitsgrade für den optimierten Anlagenbetrieb bereit. Die konkrete Ausgestaltung und Dimensionierung der Speicher wird entsprechend der jeweiligen Untersuchungsfrage berücksichtigt.

2. Nachgelagerte wirtschaftliche Bewertung

Im Anschluss an die Betriebsoptimierung erfolgt eine nachgelagerte wirtschaftliche Bewertung des jeweils betrachteten Energiesystems. Hierzu werden die Ergebnisse der Dispatch Optimierung, insbesondere die zeitaufgelösten Brennstoff- und Energiebedarfe, in eine statische Wirtschaftlichkeitsberechnung überführt. Die Kosten werden dabei entsprechend der Systematik der VDI 2067 in kapitalgebundene, betriebsgebundene und bedarfsgebundene Kosten unterteilt.
Die kapitalgebundenen Kosten umfassen die Investitionsausgaben der betrachteten Anlagen und Komponenten. Für die Ermittlung der Investitionskosten werden technologiespezifische Kostenfunktionen bzw. Investitionsansätze verwendet. Je nach Untersuchungsfall werden da-

bei unter anderem das Biomethan-BHKW, ein Wärmespeicher sowie ergänzend eine Wärmepumpe oder ein Gasspeicher berücksichtigt. Über die Annuitätenmethode der VDI 2067 werden Investitionen, Restwerte und gegebenenfalls erforderliche Ersatzbeschaffungen über den Betrachtungszeitraum berücksichtigt und in jährliche Kosten überführt.
Die betriebsgebundenen Kosten umfassen insbesondere Aufwendungen für Wartung und Instandhaltung. Die entsprechenden Kosten werden anhand technologiespezifischer Ansätze bzw. Kostenfunktionen bestimmt und über den Betrachtungszeitraum berücksichtigt.
Die bedarfsgebundenen Kosten ergeben sich aus den im Rahmen der Dispatch-Optimierung ermittelten Brennstoff- und Energiebezugsmengen. Dadurch werden die tatsächlichen, zeitaufgelöst optimierten Anlagenfahrweisen in die wirtschaftliche Bewertung übernommen. Berücksichtigt werden insbesondere die Kosten für Biomethan bzw. weitere eingesetzte Brennstoffe sowie, abhängig vom betrachteten Energiesystem, Strom- und sonstige Energiebezüge. Für die zukünftige Entwicklung der Kosten werden entsprechende Preissteigerungsannahmen zugrunde gelegt.
Die Wirtschaftlichkeitsberechnung erfolgt über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren. Zukünftige Zahlungen werden unter Berücksichtigung des jeweiligen Zinssatzes und der angenommenen Preisentwicklungen auf den Betrachtungszeitraum bezogen. Für das Biomethan-BHKW wird aufgrund der angenommenen Finanzierung bzw. Kapitalbindung ein Zinssatz von 13 % angesetzt. Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse wird u. a. dieser Parameter variiert. Für den Gasspeicher wird ein Zinssatz von 5 % verwendet. Die unterschiedlichen Zinssätze tragen den jeweils zugrunde gelegten Investitions- bzw. Finanzierungsannahmen Rechnung. Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums werden entsprechend der VDI 2067-Systematik berücksichtigt.
Aus den kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten werden abschließend die jährlichen Gesamtkosten bzw. die daraus abgeleiteten spezifischen Kostenkennwerte bestimmt. Je nach Untersuchungsgegenstand erfolgt die Umlegung der Kosten auf die jeweils relevante Bezugsgröße, beispielsweise auf die gesamte bereitgestellte Wärmemenge des Energiesystems oder ausschließlich auf die vom Biomethan-BHKW erzeugte Wärmemenge. Dadurch können sowohl die Wirtschaftlichkeit des Gesamtsystems als auch die spezifischen Auswirkungen einzelner Anlagenkomponenten bewertet werden. Die nachgelagerte wirtschaftliche Bewertung ermöglicht damit einen Vergleich der in der Betriebsoptimierung ermittelten Betriebsstrategien und Systemkonfigurationen unter einheitlichen ökonomischen Randbedingungen.
Die wesentlichen Annahmen und Eingangsparameter der jeweiligen Analysen (Kapitel 3.2, 3.3.2, 3.4 und 3.5) werden im Anschluss präsentiert.

Technische und standortbezogene Randbedingungen

Bereich	**Größe**	**Annahme**
Biomethan-BHKW	Installierte elektrische Leistung	10,062 MW_{el}
	Elektrischer Wirkungsgrad	~45 %
	Thermischer Wirkungsgrad	~45 %
	Modularer Aufbau	2 x 5,031 MW_{el}
	Eigenbedarf Strom	1,5 %
	Netzanschlusskosten Strom	270.000 €

Wärmespeicher	Fassungsvolumen	2.000 m³
	Speicherkapazität	65 MWh_{th}
Wärmeversorgung	Wärmesenke	Stärketrocknung
	Jährlicher Wärmebedarf	30 – 60 GWh_{th}/a (szenarioabhängig)
Erdgasnetz	Gasnetznutzungsentgelte	Energienetze Bayern GmbH Co KG (2024)
Gasentnahmespeicher	Gasspeicherkapazität	9.500 – 28.400 Nm³ (szenarioabhängig)
Großwärmepumpe	Installierte thermische Leistung	9,57 MW_{th}

Energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen

Bereich	**Größe**	**Annahme**
Brennstoff	Biomethanpreis vor Prozesskettenabschnitt Erdgasnetz	8,6 ct/kWh_{Hs}
	Brennstoffkosten Erdgas	6,0 ct/kWh_{Hs}
	Energiesteuer	Zahlung und Rückerstattung berücksichtigt
	CO_2-Preis auf Erdgas	45 €/t (2024)
Strommarkt	Strompreis	Day-Ahead-Strompreis des Jahres 2024 (Im Rahmen der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 3.4 werden die Jahre 2023, 2024 und 2025 berücksichtigt, um ein strompreisrobustes Ergebnis zu erzielen.)
	Abschlagsfaktor Stromerlös	0,85

Finanzwirtschaftliche Annahmen

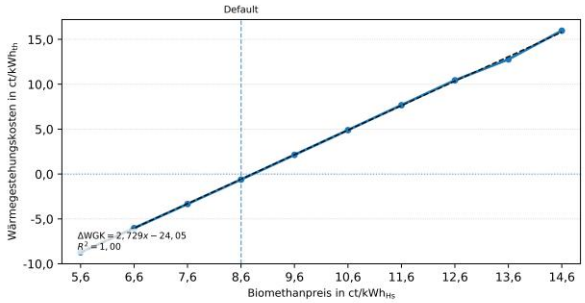
Bereich	Größe	Annahme
Wirtschaftlichkeits-rechnung	Betrachtungszeitraum	20 Jahre
	Kapitalzinssatz – Biomethan-BHKW und Wärmespeicher	13 % Aufgrund der mit dem Green-field-Projekt verbundenen Unsi-cherheiten hinsichtlich der tat-sächlich erzielbaren jährlichen Stromerlöse und möglicher Ab-weichungen vom idealisierten BHKW-Betrieb wird ein erhöhter Kalkulationszinssatz angesetzt.
	Kapitalzinssatz – übrige Investiti-onen	5 %
Preisannahmen	Preissteigerungsrate allgemeine Kosten	2 %/a
	Preissteigerungsrate Biomethan	3 %/a
	Preissteigerungsrate Erdgas	5,3 %/a
	Preissteigerungsrate Strom-preisspitzen (BHKW-Erlöse)	5,43 %/a
	Preissteigerungsrate durch-schnittlicher Strompreis (BHKW-Strombezug)	4,5 %/a
	Preissteigerungsrate Strompreis-täler (WP-Strombezug)	2,55 %/a

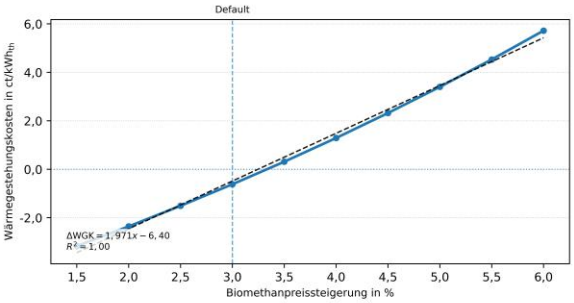
Förder- und regulatorische Rahmenbedingungen

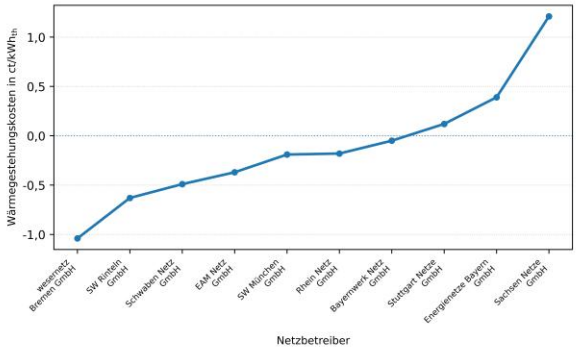
Bereich	Größe	Annahme
Biomethan-BHKW	EEG-Fördersatz	21,03 ct/kWh$_{el}$
	Flexibilitätszuschlag	100 €/kW$_{el}$
	Fördervoraussetzungen	876 Vollbenutzungsstunden; mind. 500 Betriebsstunden ≥ 85 % der installierten elektri-schen Leistung
Großwärmepumpe	Förderung	Bedarfsgebundene Förderung berücksichtigt; Investive Förde-rung unberücksichtigt

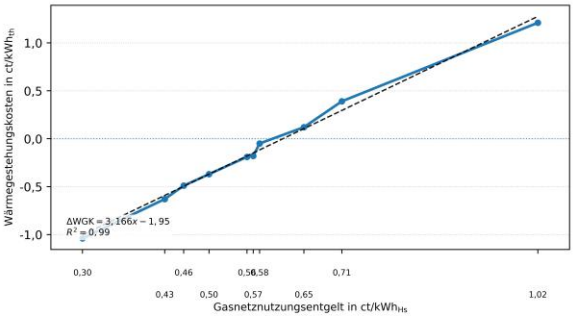
Anhang B: Ergänzende Auswertung der Sensitivitätsanalyse

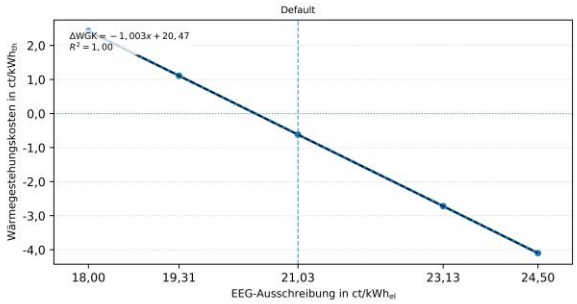
Die folgende Abbildung zeigt die ergänzende lineare Auswertung der in Kapitel 3.4 dargestellten Sensitivitätsanalysen. Für jede untersuchte Einflussgröße werden die berechneten Szenarien einschließlich der jeweiligen Ergebniswerte dargestellt und durch eine lineare Regressionsgerade ergänzt. Das Bestimmtheitsmaß R^2 dient dabei zur Beschreibung der Güte der linearen Anpassung innerhalb des jeweils betrachteten Wertebereichs.

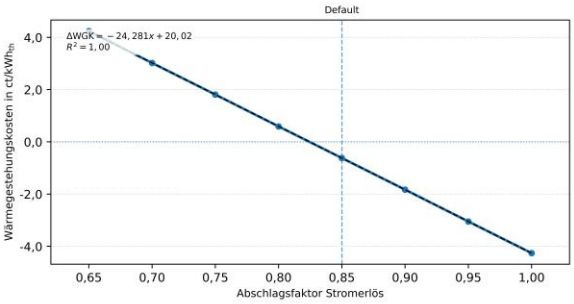

Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
15,0
10,0
5,0
0,0
-5,0
-10,0
$\Delta WGK = 2,729x - 24,05$
$R^2 = 1,00$
5,6
6,6
7,6
8,6
9,6
10,6
11,6
12,6
13,6
14,6
Biomethanpreis in ct/kWh$_{Hs}$

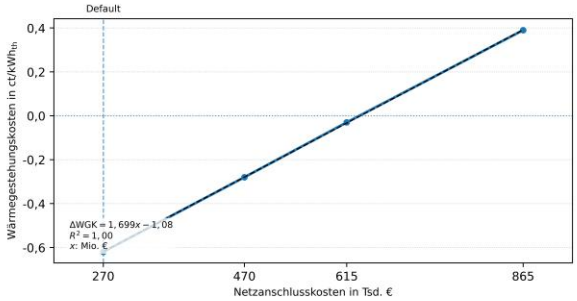

Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
6,0
4,0
2,0
0,0
-2,0
$\Delta WGK = 1,971x - 6,40$
$R^2 = 1,00$
1,5
2,0
2,5
3,0
3,5
4,0
4,5
5,0
5,5
6,0
Biomethanpreissteigerung in %

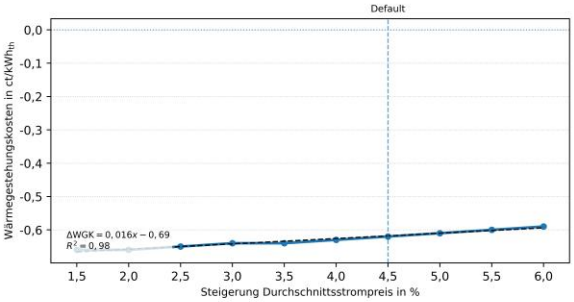

Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
1,0
0,5
0,0
-0,5
-1,0
wesernetz Bremen GmbH
SW Rinteln GmbH
Schwaben Netz GmbH
EAM Netz GmbH
SW München GmbH
Rhein Netz GmbH
Bayernwerk Netz GmbH
Stuttgart Netze GmbH
Energienetze Bayern GmbH
Sachsen Netze GmbH
Netzbetreiber

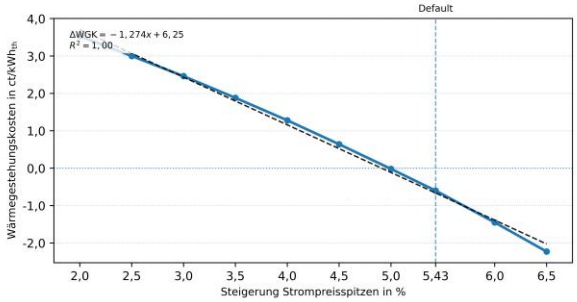

Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
1,0
0,5
0,0
-0,5
-1,0
$\Delta WGK = 3,166x - 1,95$
$R^2 = 0,99$
0,30
0,43
0,46
0,50
0,56
0,58
0,57
0,65
0,71
1,02
Gasnetznutzungsentgelt in ct/kWh$_{Hs}$

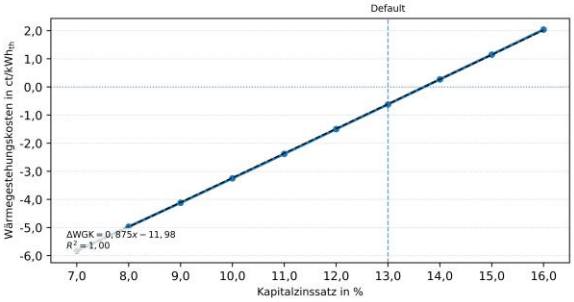

Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
2,0
1,0
0,0
-1,0
-2,0
-3,0
-4,0
$\Delta WGK = -1,003x + 20,47$
$R^2 = 1,00$
18,00
19,31
21,03
23,13
24,50
EEG-Ausschreibung in ct/kWh$_{el}$


Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
4,0
2,0
0,0
-2,0
-4,0
$\Delta WGK = -24,281x + 20,02$
$R^2 = 1,00$
0,65
0,70
0,75
0,80
0,85
0,90
0,95
1,00
Abschlagsfaktor Stromerlös


Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
0,4
0,2
0,0
-0,2
-0,4
-0,6
$\Delta WGK = 1,699x - 1,08$
$R^2 = 1,00$
x: Mio. €
270
470
615
865
Netzanschlusskosten in Tsd. €


Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
0,0
-0,1
-0,2
-0,3
-0,4
-0,5
-0,6
$\Delta WGK = 0,016x - 0,69$
$R^2 = 0,98$
1,5
2,0
2,5
3,0
3,5
4,0
4,5
5,0
5,5
6,0
Steigerung Durchschnittsstrompreis in %


Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
4,0
3,0
2,0
1,0
0,0
-1,0
-2,0
$\Delta WGK = -1,274x + 6,25$
$R^2 = 1,00$
2,0
2,5
3,0
3,5
4,0
4,5
5,0
5,43
6,0
6,5
Steigerung Strompreisspitzen in %


Default
Wärmegestehungskosten in ct/kWh$_{th}$
2,0
1,0
0,0
-1,0
-2,0
-3,0
-4,0
-5,0
-6,0
$\Delta WGK = 0,875x - 11,98$
$R^2 = 1,00$
7,0
8,0
9,0
10,0
11,0
12,0
13,0
14,0
15,0
16,0
Kapitalzinssatz in %