

Biomethanbereitstellungskosten für hochflexible BHKW und der Einfluss eines Gasspeichers

Johannes Idda, Volker Selleneit, Uwe Holzhammer

Diese Arbeit untersucht die Biomethanbereitstellungskosten entlang der gesamten Prozesskette bis zum Einsatz in hochflexiblen BHKW unter dem EEG 2023. Hierbei wird die Biomethanprozesskette techno-ökonomisch modelliert und gemäß der Annuitätenmethode (VDI 2067) bewertet. Die ermittelten Bereitstellungskosten einschließlich Netzanschlusskosten am Gasentnahmepunkt liegen zwischen 9,8 und 13,4 ct/kWh_{HS}. Ergänzend wird der Einfluss eines Doppelmembrangasspeichers am Gasentnahmepunkt auf die Kosteneffizienz analysiert. Der Einsatz eines solchen Gasspeichers ermöglicht die Entkopplung des maximalen BHKW-Gasbedarfs vom maximalen Netzbezug, wodurch die maximale Gasbezugsleistung aus dem Netz begrenzt und leistungsabhängige Netzkosten gesenkt werden können. Den Kosteneinsparungen durch reduzierte Netzentgelte stehen zusätzliche Speicherkosten sowie strommarktseitige Mindererlöse infolge speicherbedingter betrieblicher Restriktionen gegenüber; letztere werden mittels MILP-basierter Fahrplanoptimierung quantifiziert und in die Kostenbewertung integriert. In den meisten Szenarien ist der Speichereinsatz kosteneffizient und senkt die Bereitstellungskosten je nach Netzentgeltstruktur um bis zu 1,7 ct/kWh_{HS}. Diese Kostenreduktion hängt u. a. von Netznutzungsentgelten, Gasspeicherkosten und Strommarktpreisen ab. Darüber hinaus kann der Gasspeicher die Anzahl ökonomisch darstellbarer Biomethan-BHKW-Standorte erhöhen, weshalb diese Arbeit für die operative Umsetzung eine hohe praktische Relevanz entfalten kann.

Schlüsselwörter

Hochflexible Biomethan-Verstromung, Gasspeicher, Biomethanprozesskette, techno-ökonomische Analyse

Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den Anteil Erneuerbarer Energien (EE) am Bruttostromverbrauch von 54,4% (Stand: 2024) auf 80% zu steigern (UMWELTBUNDESAMT 2025). Insbesondere die Substitution fossiler Stromerzeugung durch fluktuierende EE wie Wind- und Photovoltaikanlagen (PV) prägt diese Entwicklung. Die wetterabhängige Einspeisung führt jedoch zu einer zunehmenden Diskrepanz zwischen Stromerzeugung und -bedarf und erfordert eine sektorübergreifende Transformation und Flexibilisierung des Energiesystems (BUNDESNETZAGENTUR 2017). Diese strukturellen Veränderungen im Stromsystem zeigen sich bereits heute in Form extremer Marktereignisse. So kam es beispielsweise im Mai 2025 mit 112 Stunden mit negativen Börsenstrompreisen zu einer Rekordzahl an Zeiträumen, in denen der Strompreis aufgrund eines hohen Angebots und gleichzeitig zu geringer Nachfrage im Markt auf unter null sank (PV MAGAZINE DEUTSCHLAND 2025). Gleichzeitig treten regelmäßig sogenannte Dunkelflauten auf – Zeiträume mit geringer Einspeisung aus Wind-

und PV –, in denen die Stromerzeugung aus diesen EE sehr gering ausfällt. Ein solches Szenario trat beispielsweise Ende Januar 2023 auf.

Abbildung 1 zeigt die öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland in diesem Zeitraum, wobei die Phase der Dunkelflaute rot hervorgehoben ist (FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME 2025). Beide Extreme verdeutlichen die strukturellen Herausforderungen bei der Integration fluktuierender EE. In diesem Kontext können Biomethan-Blockheizkraftwerke (BHKW) eine besondere Rolle als flexible, bedarfsgerechte Erzeugungsanlagen einnehmen. Sie nutzen den erneuerbaren Energieträger Biomethan und können wetterunabhängig und bedarfsgerecht Strom und auch Wärme bereitstellen, wodurch sie potenziell zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit beitragen. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 soll durch spezifische Fördermechanismen gezielte Anreize für Errichtung und Betrieb dieser biomethanbetriebenen BHKW-Anlagen mit sehr geringen Volllaststunden (876 h/a) schaffen. Trotz dieser Förderungen fällt die Teilnahme an den entsprechenden Ausschreibungen bislang zurückhaltend aus.

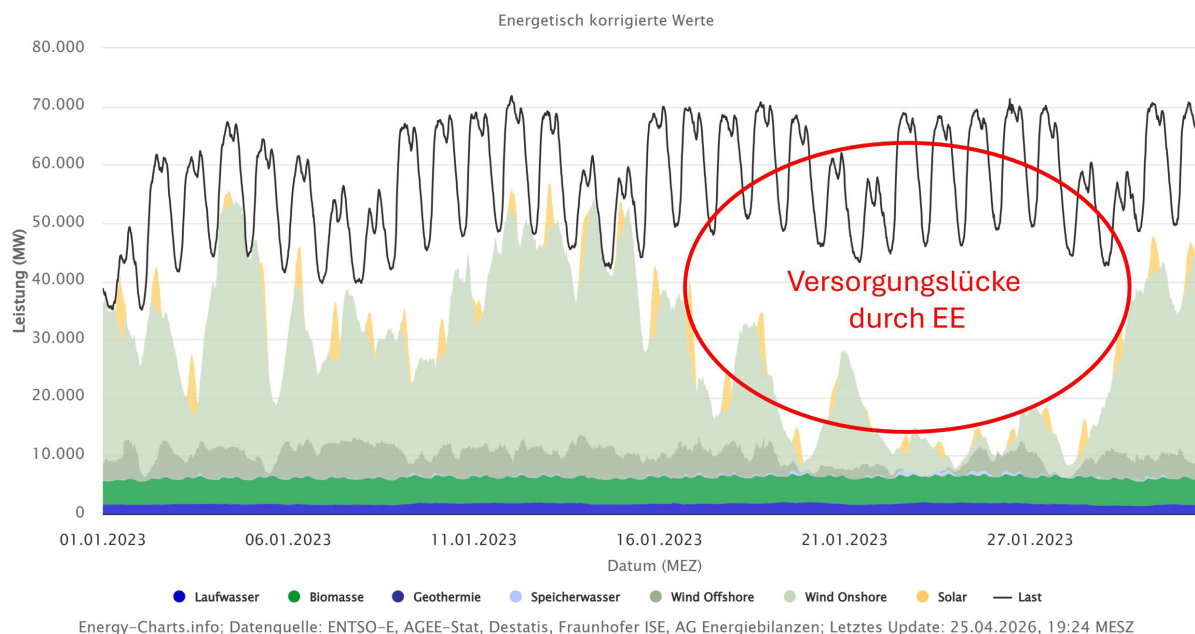


Abbildung 1: Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland im Januar 2023 (FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME 2025; Abbildung bearbeitet und ergänzt durch den Autor)

Vor diesem Hintergrund fokussiert die vorliegende Arbeit die Analyse der Biomethanprozesskette, insbesondere hinsichtlich der Biomethanbereitstellungskosten und der potenziellen Effekte eines Gasspeichers am Gasentnahmepunkt. Ein solcher Gasspeicher ermöglicht es, den Gasbezug aus dem Erdgasnetz und den Gasverbrauch des BHKWs zu entkoppeln. Während das BHKW ohne Gasspeicher bei Volllast die volle Gasbezugsleistung aus dem Netz beziehen muss, ermöglicht ein Speicher die Begrenzung der Gasnetzbezugsleistung auf einen geringeren Wert. Die für den Betrieb erforderliche Gasmenge wird zusätzlich aus dem Gasspeicher bereitgestellt. Dadurch können die leistungsbezogenen Netzkosten (insbesondere Netznutzungsentgelte) begrenzt und stattdessen ein gleichmäßigeres Netzbezugsprofil ermöglicht werden. Dem Nutzen stehen jedoch Kosten für den Gasspeicher sowie

mögliche betriebliche Einschränkungen des BHKWs (welche eine Restriktion der Flexibilität darstellen) gegenüber.

Im Zuge der Untersuchung werden folgende Forschungsfragen adressiert:

- Auf welcher Höhe belaufen sich die Biomethanbereitstellungskosten entlang der Prozesskette und welchen Einfluss haben die Biomethantransportmodalitäten auf diese Kosten am Gasentnahmepunkt?
- Unter welchen Bedingungen ist der Einsatz eines Gasspeichers am Gasentnahmepunkt kosteneffizient hinsichtlich der Reduzierung der Biomethanbereitstellungskosten am Gasentnahmepunkt?

Methodik

Modellierungsstrategie und Kostenstruktur

Zur Beantwortung der Forschungsfragen wird eine techno-ökonomische Modellierung der Biomethanprozesskette durchgeführt. Die Bewertung der spezifischen Bereitstellungskosten erfolgt brennwertbezogen in ct/kWh_{HS} unter Anwendung der Annuitätenmethode des VEREINS DEUTSCHER INGENIEURE (2012). Forschungsfrage 1 wird beantwortet, indem für verschiedene Gasentnahmeszenarien die Bereitstellungskosten der gesamten Prozesskette bestimmt werden. Hierbei ist jedes Gasentnahmeszenario durch eine bestimmte BHKW-Nennleistung sowie Netzdruckstufe charakterisiert. Forschungsfrage 2 untersucht, unter welchen Bedingungen der Gasspeicher kosteneffizient ist. Hierfür wird jedem Gasentnahmeszenario eine Reihe von Gasspeicherszenarien zugeordnet, in denen Speicherkapazität und maximale stündliche Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz (im Folgenden: maximale Gasbezugsleistung) variiert werden. Innerhalb der Modellstruktur wird zwischen zwei Bewertungsbereichen unterschieden, um unterschiedliche Einflussgrößen systematisch abbilden zu können: (i) ein Bereich, der die Biogasproduktionsanlage (BGA), Biogasaufbereitungsanlage (BGAA) und Biomethaneinspeiseanlage (BMEA) umfasst und für alle betrachteten Gasentnahmefälle techno-ökonomisch identisch bleibt (szenarienunsensitiv), sowie (ii) ein Bereich, in dem die Biomethanbereitstellungskosten unter variierenden Rahmenbedingungen ermittelt werden (szenariensensitive Abschnitte). Die Kostenstruktur des szenariensensitiven Bereichs für den direkten BHKW-Anschluss an das Erdgasnetz umfasst folgende Kostenbestandteile:

- Erdgasnetz - Transport und Handel:
Netzentgelte, Umlagen sowie Entgelte im Rahmen der Biogas-Bilanzierung
- Netzanschluss:
Kosten für den physischen Anschluss an das Erdgasnetz

Bei Szenarien mit Gasspeichereinsatz werden neben reduzierten Netznutzungsentgelten (entsprechend der jeweiligen unterstellten maximalen Gasbezugsleistung) zusätzlich folgende Kostenbestandteile berücksichtigt:

- Gasspeicher:
Kosten in Zusammenhang des Gasspeichers, insbesondere investive Aufwendungen in Abhängigkeit von der Speicherkapazität

- Opportunitätskosten durch Flexibilitätsbeschränkung:
 Aufgrund der limitierten Gasverfügbarkeit ist die Betriebsweise des BHKW gegenüber einer Anlagenkonzeption mit direktem Anschluss an das Erdgasnetz – ohne Gasspeicher – eingeschränkt. Daraus resultiert eine Differenz der Strommarkterlöse, die in diesem Beitrag als Opportunitätskosten beschrieben wird.

Abbildung 2 zeigt schematisch die Kostenstruktur der beiden Konfigurationen für denselben Gasentnahmefall: links ohne Gasspeicher (direkter BHKW-Anschluss an das Erdgasnetz), rechts mit Gasspeichereinsatz. Gezeigt wird ein exemplarisches Gasspeicherszenario, das zu einer Reduktion der spezifischen Biomethanbereitstellungskosten führt. Die spezifischen Kosten für die Biogasproduktion, -aufbereitung und Einspeisung von Biomethan (szenarienunsensitiver Bestandteil der Prozesskette) sind unabhängig vom Einsatz des Gasspeichers. Daher fließen diese Bestandteile nicht in die Bewertung der Kosteneffizienz des Speichers ein.

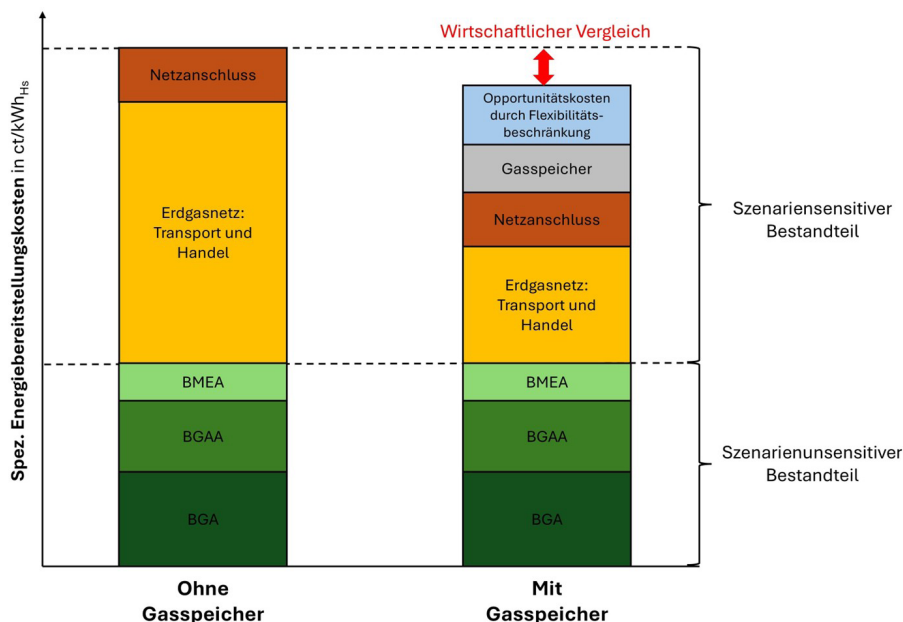


Abbildung 2: Vergleich spezifischer Energiebereitstellungskosten mit und ohne Einsatz eines Gasspeichers am Gasentnahmepunkt des Erdgasnetzes

Szenarien und Parameter

Zur Bewertung der Kosteneffizienz des Gasspeichereinsatzes werden unterschiedliche Szenarien definiert. Tabelle 1 zeigt die gewählten Parameter: BHKW-Leistung, Netzdruckstufe, Gasspeicherkapazität und maximale Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz. Die Netzdruckstufen (1 bar, 4 bar, 16 bar) wurden in Abstimmung mit Fachleuten (J. Gieß, persönliches Gespräch über den Austausch zum gasentnahmeseitigen Netzanschluss, 21.03.2025) als repräsentative Gasentnahmefälle ausgewählt. Die maximale Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz ist für jede BHKW-Nennleistung in diskreten Stufen definiert und proportional zur jeweiligen Volllast-Gasbezugsleistung skaliert. Der untersuchte Bereich erstreckt sich von 19 bis 84% der Volllastgasbezugsleistung des jeweiligen BHKW. Dieser Bereich liegt oberhalb der energetischen Mindestanforderungen zur Bereitstellung der Jahresgas-

menge für 876 Volllaststunden und unterhalb der Volllast-Gasbezugsleistung, die den maximalen Gasbedarf des BHKW definiert. Die betrachteten Gasspeicherkapazitäten reichen – ebenfalls linear skaliert je nach BHKW-Größe – von 3.000 bis 30.000 Nm³ in diskreten Schritten. Die Obergrenze der betrachteten Gasspeicherkapazität wurde bewusst auf 30.000 Nm³ gesetzt, da in der Praxis größere Speicherlösungen mit neuen Herausforderungen hinsichtlich des Flächenbedarfs sowie genehmigungsrechtliche Aspekte einhergehen und dadurch aktuell nur geringe praktische Relevanz aufweisen (N. Blume, persönliche Mitteilung über Gasspeicher am ausspeiseseitigen Erdgasnetzanschluss, 14.04.2025).

Tabelle 1: Übersicht der Szenarienparameter

BHKW-Leistung in MW _{el}	Netzdruckstufe in bar	Gasspeicherkapazität in Nm ³	Maximale Gasbezugsleistung in Nm ³ /h
5	1, 4, 16	3.000–30.000 (Δ 1.000)	200–900 (Δ 100)
10	1, 4, 16	6.000–30.000 (Δ 2.000)	400–1.800 (Δ 200)
20	1, 4, 16	12.000–30.000 (Δ 4.000)	800–3.600 (Δ 400)

Hinweis: Die erforderliche Gasbezugsleistung des BHKW bei Volllast beträgt für 5 MW_{el} etwa 1.075 Nm³/h, für 10 MW_{el} etwa 2.150 Nm³/h und für 20 MW_{el} etwa 4.300 Nm³/h. Für die Berechnung wurde ein elektrischer Wirkungsgrad von 45% und ein Heizwert für Erdgas von 10,337 kWh_{Erdgas H}/Nm³ (CERBE und LENDT 2017) zugrunde gelegt.

Berücksichtigte Biogaserzeugungskosten

Für die Biogaserzeugungskosten wird ein repräsentativer Referenzwert von 6,5 ct/kWh_{H₂} angesetzt. Dieser Wert liegt im Bereich typischer Kostenstrukturen, wie sie bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Anlagengrößen, Technologien und Substratzusammensetzungen auftreten können (ADLER et al. 2014, HOLZHAMMER 2015, SCHRÖER und LATACZ-LOHMANN 2022). Um Unsicherheiten in der langfristigen Kostenentwicklung sowie anlagen- und substratspezifische Variabilität abzubilden, wird zusätzlich ein erweiterter Wertebereich von 5,0 bis 8,0 ct/kWh_{H₂} in einer Sensitivitätsanalyse berücksichtigt.

Modellierung der Biogasaufbereitungsanlage (BGAA)

Die Modellansätze für die BGAA als auch die nachfolgend behandelte BMEA stützen sich auf den in HOLZHAMMER (2015) vorgestellten Ansatz. Zur Abbildung einer durchschnittlichen BGAA wird eine mittlere Aufbereitungskapazität von 1.400 Nm³/h Biorohgas unterstellt. Die fünf am weitesten verbreiteten Aufbereitungsverfahren – Druckwechseladsorption (PSA), Druckwasserwäsche (DWW), Aminwäsche, Membrantrennverfahren und Polyglykolwäsche (PGK) – werden entsprechend ihrer Marktdurchdringung gewichtet, sodass die Eigenschaften einer repräsentativen Mittelanlage modelliert werden (verfahrenstypische Kennwerte siehe Tabelle A1 im Anhang). Die für unterschiedliche Aufbereitungskapazitäten vorliegenden Investitionsdaten (BEIL et al. 2019) werden zunächst mittels Preissteigerungsindizes für verfahrenstechnische Maschinen und Apparate des Statistischen Bundesamts (STATISTISCHES BUNDESAMT 2023) auf den Stand des Jahres 2023 angepasst. Anschließend wird gemäß dem Vorgehen in FACHAGENTUR NACHWACHSENDE ROHSTOFFE E.V. (2024) eine hyperbolische Kurvenanpassung durchgeführt, um eine kontinuierliche, gewichtete Kostenfunktion zu erstellen, aus der die Investitionskosten für die gewählte Referenzkapazität von 1.400 Nm³/h abgeleitet werden können (Abbildung 3).

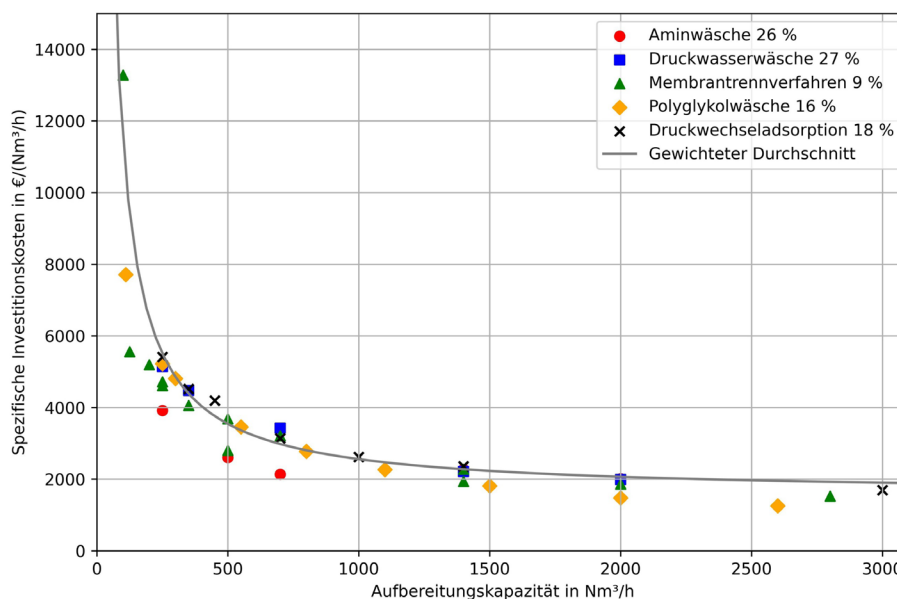


Abbildung 3: Spezifische BGAA-Investitionskosten in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität (Biorohgas)

Die für die Analyse angesetzten Stromkosten für Nicht-Haushalte basieren auf Daten des Statistischen Bundesamts (STATISTISCHES BUNDESAMT 2024) und werden zur Abbildung von Kostendegressionseffekten mittels Kurvenanpassung kontinuierlich modelliert. Instandhaltungskosten werden mit 2 % der Investitionskosten sowie 1 % der Baunebenkosten veranschlagt. Wartungskosten betragen 2 % der Investitionskosten, während Versicherungskosten mit 0,5 % der Investitionskosten berücksichtigt werden (orientiert an BEIL et al. (2019)).

Modellierung der BMEA

Für die Bewertung der BMEA werden die Betreiberkosten gemäß § 33 GasNZV (gültig für Bestandsanlagen bis Inbetriebnahme Ende 2025) berücksichtigt. Für die Modellierung der BMEA werden zwei Einspeisefälle betrachtet: die Netzdruckstufen 1 bar und 16 bar, da diese als häufig realisierte Einspeisefälle dokumentiert sind (BEIL et al. 2019). Diese beiden technischen Ausprägungen dienen der Abbildung einer realistischen Kostenspannweite. Es wird eine Anlagenverfügbarkeit von 96 % gemäß GasNZV unterstellt und eine Rohrleitungsverbindungslänge von 3 km. Beide BMEA werden mit einer Einspeisekapazität von 700 Nm³/h ausgelegt, was einer typischen mittleren Anlagengröße entspricht. Detaillierte Daten zu Investitions- und Betriebskosten sowie deren prozentuale Aufteilung auf Anschlussnehmer und Netzbetreiber sind in Tabelle A2 im Anhang dargestellt. Die Daten basieren auf Angaben aus BEIL et al. (2019) und URBAN (2010) sowie fachlicher Abstimmungen mit Branchenvertretern (M. Buck, persönliche Mitteilung über Annahmen zu Kostenpositionen für die Biomethaneinspeiseanlage, 15.10.2024). Die Investitionskostenpositionen werden auf eine Betriebszeit von 15 Jahren kalkuliert. Ausgenommen davon sind Kosten in Zusammenhang mit der Rohrleitung, Planung sowie Genehmigung und dem Bau des Gasstationsgebäudes. Für den Einspeisefall in die Netzdruckstufe von 16 bar wird eine redundant ausgeführte Verdichtereinheit unterstellt. Die Strombedarfskosten werden auf Basis des idealen elektrischen Energiebedarfs einer isentropen Zu-

standsänderung ermittelt, wobei der Massenstrom, die Druckerhöhung sowie anlagenspezifische Prozessparameter berücksichtigt werden.

Netzanschluss (ausspeiseseitig)

Der vorliegende Gasentnahmefall fließt in die Kostenbewertung des Netzanschlusses ein. Hierbei werden Investitionskosten aufgeschlüsselt nach Netzdruckstufe berücksichtigt (Tabelle A3 im Anhang). Zudem fließen betriebsgebundene Kosten für den Anschlussnehmer ein unter Berücksichtigung eines Arbeitszeitaufwands von 0,5 h/Monat und Lohnkosten von 75 €/h (Arbeitgeberbrutto). Für den Gasentnahmefall aus der Gasnetzdruckstufe 16 bar werden zudem Wärmebezugskosten für die Gasvorwärmung aufgrund des Joule-Thomson-Effekts berücksichtigt. Dies basiert auf einer Berechnung unter isobarer Erwärmung des Gasstroms im Vorwärmer und anschließender isenthalper Drosselung, unter Berücksichtigung der jeweiligen Gasbezugsleistung.

Gasspeicherkosten

Die spezifischen Investitionskosten des Gasspeichers in €/m³ werden auf Basis einer empirischen Kostenfunktion aus DOTZAUER (2024) abgeleitet. Diese beschreibt Doppelmembrangasspeicher in der Vor-Ort-Verstromung hochflexibler BHKW und bildet die Kosten in Abhängigkeit vom Speichervolumen V_S sowie der installierten elektrischen Leistung P_{el} des zugeordneten BHKW ab (Gleichung 1).

$$C_{\text{Gasspeicher}} = 7,77 + \frac{-8,96 \cdot 10^6}{-106 \cdot V_S} + \frac{-4,26 \cdot 10^5}{605 \cdot P_{el}} \quad (\text{Gl. 1})$$

Ergänzend erfolgt eine Aktualisierung der Kosten analog zur BGAA auf den Stand des Jahres 2023. Zur Berücksichtigung des Einflusses erhöhter Gastemperaturen von bis zu 35 °C auf das nutzbare Normvolumen wird der Gasspeicher im Kontext der Kostenbewertung um etwa 10 % überdimensioniert. Dabei wird die Vorgehensweise an der in BÄR et al. (2022) beschriebenen Formel zur Anpassung des nutzbaren Normvolumens ausgerichtet. Grundstücks- und Tiefbaukosten werden in Höhe von 25 % der Gesamtinvestition angesetzt, basierend auf gängigen Praxisabschätzungen.

Opportunitätskosten durch die Flexibilitätsbeschränkung des BHKW-Betriebs

Die Stromerzeugung des BHKW orientiert sich an den Strommarktpreisen, wobei die nach dem EEG zulässigen 876 Vollast-Betriebsstunden berücksichtigt werden. Eine Fahrplanoptimierung im Jahresverlauf bildet die Grundlage zur Ermittlung der mit dem Gasspeichereinsatz verbundenen Opportunitätskosten am Strommarkt. Gegenüber dem direkten Anschluss des BHKW an das Erdgasnetz ist der Betrieb durch die im Speicher verfügbare Gasmenge und die zugelassene Entnahmeleistung aus dem Erdgasnetz begrenzt. Dadurch ist die Flexibilität des BHKW und seine Fähigkeit auf Strompreissignale zu reagieren eingeschränkt, was in der Bewertung berücksichtigt werden muss. Zur Quantifizierung dieser Kosten wird für jedes Gasspeicherszenario eine Fahrplanoptimierung durchgeführt. Die dabei erzielbaren Stromerlöse werden mit denjenigen des zugehörigen Referenzszenarios - derselben BHKW-Nennleistung mit direktem Anschluss an das Erdgasnetz - verglichen. Die resultierende Differenz wird als Annuität in die Kostenbetrachtung für die Gasspeicherszenarien

aufgenommen. Das Optimierungsproblem wird als gemischt-ganzzahliges lineares Programm (MILP) formuliert. Die Implementierung erfolgt in Python und die Lösung wird mit dem Gurobi Optimizer Version 11.0.3 (GUROBI OPTIMIZATION LLC 2026) bestimmt. Der Solverparameter MIPFocus wurde auf 1 gesetzt; weitere Parameter sind auf Standardeinstellungen gesetzt. Die Einsatzoptimierung wird als Maximierungsproblem gemäß Gleichung 2 formuliert. Der Betrachtungszeitraum wird in Stundenintervalle ($\Delta t = 1$ h) diskretisiert. Für ein gewöhnliches Jahr gilt $T = 8760$ und für ein Schaltjahr $T = 8784$. In jedem Zeitintervall t wird die elektrische Leistung $P_{el,t}$ mit der Zeitspanne und dem jeweiligen Strompreis p_t multipliziert. Die Summe über alle Intervalle ergibt die maximal möglichen Stromerlöse im Betrachtungszeitraum.

$$\max_{P_{el,t}} \sum_{t=1}^T P_{el,t} \cdot \Delta t \cdot p_t \quad (\text{Gl. 2})$$

Über Gleichung 3 wird die Summe der elektrischen Energieerzeugung des BHKW über alle Stunden des Jahres begrenzt. Diese Begrenzung orientiert sich an den förderfähigen Betriebsstunden gemäß den aktuellen regulatorischen Vorgaben für hochflexible Biomethan-BHKW und entspricht einer Bemessungsleistung von 10 % der installierten Leistung P_{\max} .

$$\sum_{t=1}^T P_{el,t} \cdot \Delta t \leq 0,1 \cdot P_{\max} \cdot T \cdot \Delta t \quad (\text{Gl. 3})$$

Zusätzlich wird in Gleichung 4 eine Einschränkung für den Leistungsbereich $P_{el,t}$ eingeführt. Hierbei wird eine minimale Leistungsanforderung von 50 % der installierten Leistung P_{\max} definiert. Die binäre Variable z_t kennzeichnet den Betriebszustand des BHKW: $z_t = 1$ für Betrieb, $z_t = 0$ für Stillstand.

$$0,5 \cdot P_{\max} \cdot z_t \leq P_{el,t} \leq P_{\max} \cdot z_t \quad (\text{Gl. 4})$$

Das Qualitätskriterium für den Erhalt des Flexibilitätszuschlags erfordert, dass das BHKW über das Jahr in mindestens 500 Betriebsstunden eine Strommenge erzeugt, die mindestens 85 % der installierten Leistung entspricht. Zur Sicherstellung der Einhaltung des Qualitätskriteriums und der damit verbundenen Förderberechtigung werden Gleichung 5 und Gleichung 6 herangezogen. Die binäre Variable y_t kennzeichnet die Stunden, in denen die Leistung mindestens 85 % der installierten Leistung beträgt und dient als Indikator für diese „Qualitätsstunden“.

$$P_{el,t} \geq 0,85 \cdot P_{max} \cdot y_t \quad (\text{Gl. 5})$$

$$\sum_{t=1}^T y_t \geq 500 \quad (\text{Gl. 6})$$

Der Gasvolumenstrom $\dot{V}_{\text{Entnahme},t}$ aus dem Gasspeicher in Nm^3/h wird über die brennstoffbezogene Energiezufuhr des BHKW $P_{\text{Bs},t}$ und den Heizwert von Erdgas $H_{\text{Erdgas H}} = 10,337 \text{ kWh}_{\text{Hi}}/\text{m}^3$ berechnet (CERBE und LENDT 2017). Die über das Erdgas zugeführte thermische Leistung $P_{\text{Bs},t}$ steht in direktem Zusammenhang mit der elektrischen Leistung des BHKW $P_{el,t}$ und dem elektrischen Wirkungsgrad η_{el} (Gleichung 7). Es wird ein skalierbarer BHKW-Aufbau aus identischen Modulen unterstellt. Über alle betrachteten BHKW-Nennleistungen wird ein einheitlicher Wirkungsgrad von 45% (heizwertbezogen) angesetzt.

$$\dot{V}_{\text{Entnahme},t} = \frac{P_{\text{Bs},t}}{H_{\text{Erdgas H}}} = \frac{P_{el,t}}{\eta_{el} \cdot H_{\text{Erdgas H}}} \quad (\text{Gl. 7})$$

Im Folgenden werden die Füllstandbedingungen aufgelistet, welche die Funktionalität des Speichers in den Gasspeicherszenarien modellhaft abbilden. Hierbei stellt $\dot{V}_{\text{Beladung},t}$ den Gasvolumenstrom dar, mit welchem der Gasspeicher aus dem Erdgasnetz befüllt wird. Für den Speicherfüllstand s_t gilt gemäß Gleichung 8 folgende Beziehung:

$$s_t = s_{t-1} + (\dot{V}_{\text{Beladung},t} - \dot{V}_{\text{Entnahme},t}) \cdot \Delta t, \quad t = 1, \dots, T \quad (\text{Gl. 8})$$

Die nutzbare Gasspeicherkapazität wird durch die in Gleichung 9 dargestellte Bedingung berücksichtigt und durch den Parameter s_{max} limitiert.

$$0 \text{ Nm}^3 \leq s_t \leq s_{\text{max}} \quad (\text{Gl. 9})$$

Gleichung 10 legt über den Parameter $\dot{V}_{\text{Gasbezug,max}}$ eine Obergrenze für die stündliche Gasbezugsleistung $\dot{V}_{\text{Beladung},t}$ fest, mit dem der Gasspeicher befüllt wird. Diese Einschränkung stellt sicher, dass die betriebsstrategisch festgelegte maximale Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz eingehalten wird, um leistungsbezogene Netzkosten zu minimieren.

$$\dot{V}_{\text{Beladung},t} \leq \dot{V}_{\text{Gasbezug,max}} \tag{Gl. 10}$$

Abbildung 4 zeigt den einwöchigen Betriebsverlauf eines BHKWs mit Gasspeicher (10.000 Nm³) und einer auf 200 Nm³/h begrenzten maximalen Gasbezugsleistung $\dot{V}_{\text{Gasbezug,max}}$ aus dem Erdgasnetz. Für die Referenzszenarien ohne Gasspeicher am Gasentnahmepunkt wird keine zusätzliche Einschränkung für die Gasentnahme eingeführt. Analog zur Berechnung des Gasvolumenstroms im Gasspeicherszenario in Gleichung 7 wird der Gasbezug über die elektrische Leistung des BHKW $P_{\text{el},t}$ dem Heizwert von Erdgas $H_{\text{Erdgas H}}$ und dem elektrischen Wirkungsgrad η_{el} (heizwertbezogen) berechnet (Gleichung 11):

$$\dot{V}_{\text{Gasbezug},t} = \frac{P_{\text{el},t}}{\eta_{\text{el}} \cdot H_{\text{Erdgas H}}} \tag{Gl. 11}$$

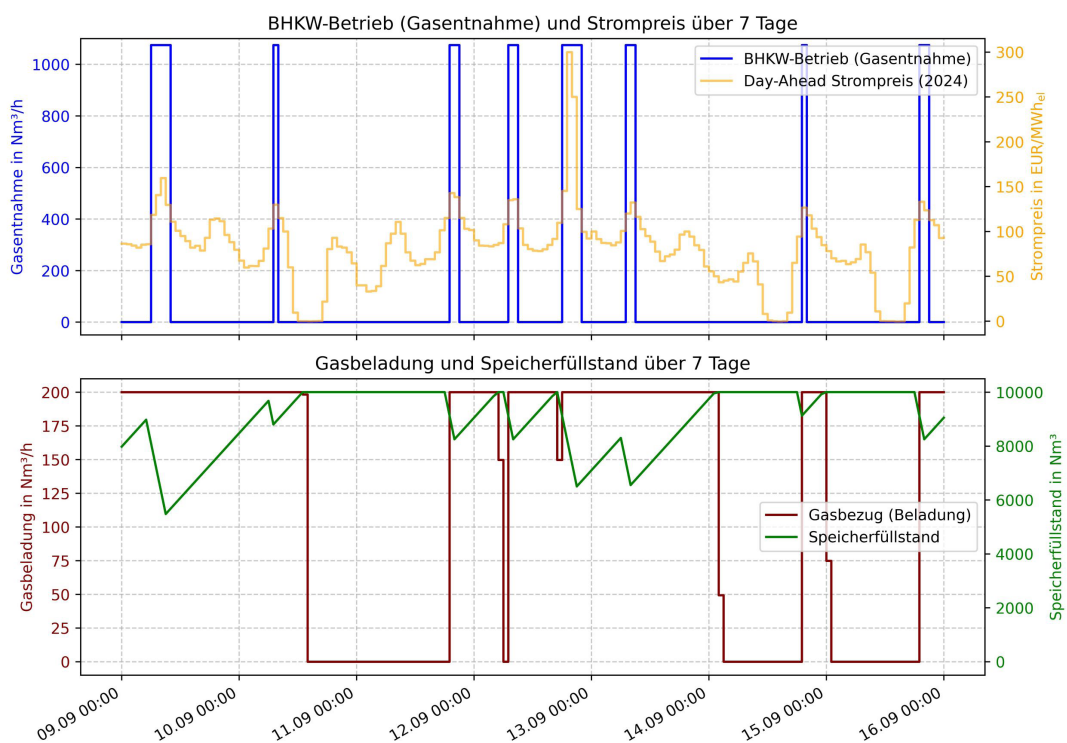


Abbildung 4: Exemplarischer einwöchiger BHKW-Betriebsverlauf für ein 5 MW_{el} BHKW mit Gasspeicher

Auf Basis der Zeitreihe $\dot{V}_{\text{Gasbezug},t}$ wird in den Referenzszenarien die maximale stündliche Gasbezugsleistung $\dot{V}_{\text{Gasbezug,max}}$ aus dem Erdgasnetz gemäß Gleichung 12 definiert:

$$\dot{V}_{\text{Gasbezug,max}} = \max_{t=1,\dots,T}(\dot{V}_{\text{Gasbezug},t}) \quad (\text{Gl. 12})$$

Um robuste Ergebnisse gegenüber Schwankungen des Strompreises zu erzielen, werden innerhalb der Analyse die Strompreisdaten für die Jahre 2019 bis 2024 herangezogen (Day-Ahead-Strompreise der Bundesnetzagentur, bereitgestellt auf der Plattform SMARD (BUNDESNETZAGENTUR 2025)). Das Strompreisjahr 2022 wird aufgrund außergewöhnlicher Marktbedingungen nicht berücksichtigt. Für jedes Jahr wird die Differenz der erzielbaren Stromerlöse zwischen den Gasspeicherszenarien und dem zugehörigen Referenzszenario berechnet und der Mittelwert über die betrachteten Jahre als Annuität in die Bewertung aufgenommen.

Berechnung der Erdgasnetzskosten

Die Entgelte und Umlagen im Erdgasnetz setzen sich aus arbeits- und leistungsabhängigen Komponenten zusammen. Die arbeitsabhängigen Kosten sind ausschließlich von der BHKW-Größe beeinflusst und ergeben sich aus der Gasentnahmemenge, die sich entsprechend der BHKW-Nennleistung und den 876 jährlichen Volllaststunden ergibt. Die leistungsabhängigen Kosten richten sich nach der maximalen stündlichen Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz: Bei einem direkten BHKW-Anschluss entspricht diese der Gasbezugsleistung unter Volllast, während für Gasspeicherszenarien die jeweilige betriebsstrategisch gewählte maximale Gasbezugsleistung berücksichtigt wird. Tabelle 2 fasst einen Großteil der im Zusammenhang dieser Arbeit für die Transportmodalitäten relevanten Kostenpositionen zusammen.

Ausgewiesen sind jeweils die minimalen und maximalen Werte, die im Ergebnis als Kostenspannweite zu interpretieren sind. Die Konzessionsabgabe fließt – abweichend von der in Tabelle 2 dargestellten allgemeinen Kostenspannweite – in allen betrachteten Abnahmefällen mit 0 ct/kWh_{HS} in die Berechnung ein, da die jeweiligen jährlichen Abnahmemengen den Schwellenwert von 5 Mio. kWh_{HS} überschreiten (KAV 1992). Zur Ableitung der Spannweite der Netznutzungsentgelte werden acht exemplarische Tarifstrukturen aus dem Jahr 2025 herangezogen. Diese stammen von unterschiedlichen Netzbetreibern (u. a. Stadtwerken und Netzgesellschaften) und werden so ausgewählt, dass sowohl städtische als auch ländlich geprägte Versorgungsgebiete abgebildet werden (Tabelle A3 im Anhang). Die Tarifstrukturen unterscheiden sich in der Ausgestaltung und Höhe der arbeits- und leistungsabhängigen Kostenbestandteile. Für die Bewertung des Gasspeichereinsatzes ist insbesondere die leistungsabhängige Komponente relevant, da sich die potenziellen Kosteneinsparungen primär aus ihrer Reduktion ergeben.

Tabelle 2: Kosten, Entgelte und Umlagen für Biomethan im Erdgasnetz

Arbeitsabhängige Größen	Min. Kosten in ct/kWh _{HS}	Max. Kosten in ct/kWh _{HS}	Quellen
Messung/ Messstellenbetrieb	0	0,023	(BUNDESNETZAGENTUR 2024)
Vermiedene Netzkosten (für 10 Jahre)	-0,7	-0,7	(ADLER et al. 2014)
Gasspeicherumlage	0,299	0,299	(TRADING HUB EUROPE 2024)
Konvertierungsentgelt und -umlage	0	0	(TRADING HUB EUROPE 2024)
RLM-Bilanzierungsumlage	0	0	(TRADING HUB EUROPE 2024)
Konzessionsabgabe	0	0,03	(KAV 1992)
Bilanzierung und Nachweisführung	0,3	0,9	(T. Reinholz, E-Mail über Nachweisführungskosten von Biomethan im Erdgasnetz, 24.01.2025)
Biomethanhandel	0,1	1,0	(C. Löffler, persönliches Gespräch über Erdgasnetz, Entgelte, Umlagen und Flexibilitätsrahmen der Biogas-Bilanzierung, 17.02.2025)
VHP-Entgelt	0,000198	0,000198	(TRADING HUB EUROPE 2024)

Leistungsabhängige Größen	Min. Kosten in ct/(kWh _{HS} /h)/a	Max. Kosten in ct/(kWh _{HS} /h)/a	Quellen
Biogasumlage	105,42	105,42	(TRADING HUB EUROPE 2024)
Marktraumumstellungsumlage	67,13	67,13	(TRADING HUB EUROPE 2024)

Neben dem VHP-Entgelt werden die weiteren Entgelte im Rahmen der Biogas-Bilanzierung in einer separaten Analyse berücksichtigt. Für die Untergrenze dieser Entgelte wird ein Wert von 0 ct/kWh_{HS} angesetzt, was impliziert, dass etwaige Abweichungen innerhalb des Bilanzkreises durch das Portfolio des Bilanzkreisverantwortlichen vollständig ausgeglichen werden und keine zusätzlichen Kosten entstehen. Die Obergrenze dieser Entgelte wird mithilfe eines vereinfachten Bilanzkreismodells bestimmt, das die kontinuierliche Einspeisung des Biomethans sowie die diskontinuierliche Ausspeisung eines hochflexiblen BHKW abbildet (Abbildung 5).

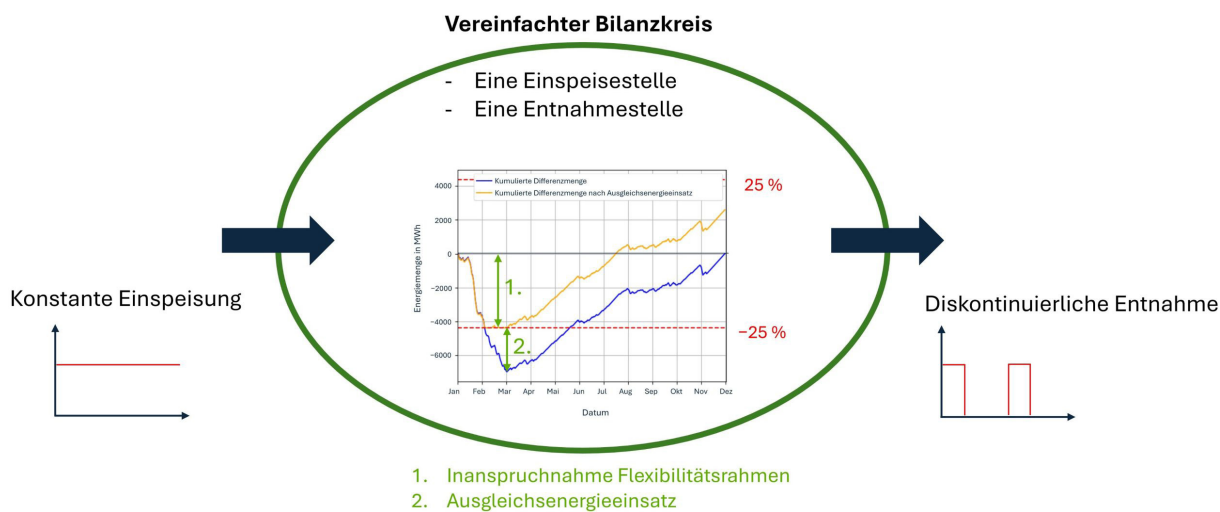


Abbildung 5: Modell des vereinfachten Biogas-Bilanzkreises mit einem Einspeisepunkt mit zeitlich konstanter Einspeisung sowie ein Ausspeisepunkt mit diskontinuierlicher Entnahmeprofil

Für jedes betrachtete Szenario wird hierfür das jeweils entsprechende Gasnetzbezugsprofil aus der Fahrplanoptimierung verwendet. Für die Modellierung gelten folgende Annahmen:

- Keine Buchung von Speicherkapazitäten durch den Bilanzkreisverantwortlichen: Überschreitungen des Flexibilitätsrahmens werden ausschließlich über den Einsatz positiver oder negativer Ausgleichsenergie ausgeglichen
- Einjähriger Bilanzierungszeitraum auf täglicher Basis nach den Prinzipien der Biogas-Bilanzkreisabrechnung (BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V. 2017)
- Positive Endsalden werden aus Vergleichsgründen mit dem negativen Durchschnitts-Ausgleichsenergiepreis vergütet; ein Übertrag in einen nachfolgenden Bilanzkreis erfolgt nicht
- Verwendung historischer, strompreiszugehöriger Ausgleichsenergiepreise der TRADING HUB EUROPE (2024, 2025) zur Abbildung marktüblicher Rahmenbedingungen

Finanztechnische Annahmen

Die Annuitätenberechnung basiert auf einem Kalkulationszinssatz von 5 % und angesetzte jährliche Preissteigerungsraten von 2 %. Für elektrische Energiekosten sowie die Gasdruckregelanlage und Elektroanlage werden abweichend 4 % bzw. 3,4 % angesetzt. Zur Vergleichbarkeit werden die nominalen spezifischen Bereitstellungskosten auf reale Kosten inflationsbereinigt. Dabei wird ein Korrekturfaktor aus dem Verhältnis der Barwertfaktoren mit und ohne allgemeine Preissteigerung von 2 % gebildet ($\approx 0,85$), wodurch spezifische Preisabweichungen weiterhin berücksichtigt werden.

Ergebnisse

Die spezifischen Biomethangesamtbereitstellungskosten unter Berücksichtigung der gesamten Prozesskette – von der Biogasproduktion bis zum BHKW mit direktem Anschluss an das Erdgasnetz – sind in Abbildung 6 dargestellt. Die spezifischen Biogasproduktionskosten fließen parametrisiert von 5,0 bis 8,0 ct/kWh_{HS} ein. Der Mittelwert der Kostenbandbreiten liegt dabei zwischen 9,82 und 13,26 ct/kWh_{HS}. Die Bandbreiten ergeben sich durch lineare Aufsummierung der jeweiligen Kostenbandbreiten der einzelnen Prozesskettenabschnitte. Die Ergebnisse werden in Abhängigkeit von der Entnahmeleistung für die drei BHKW-Größen 5 MW_{el}, 10 MW_{el} und 20 MW_{el} dargestellt.

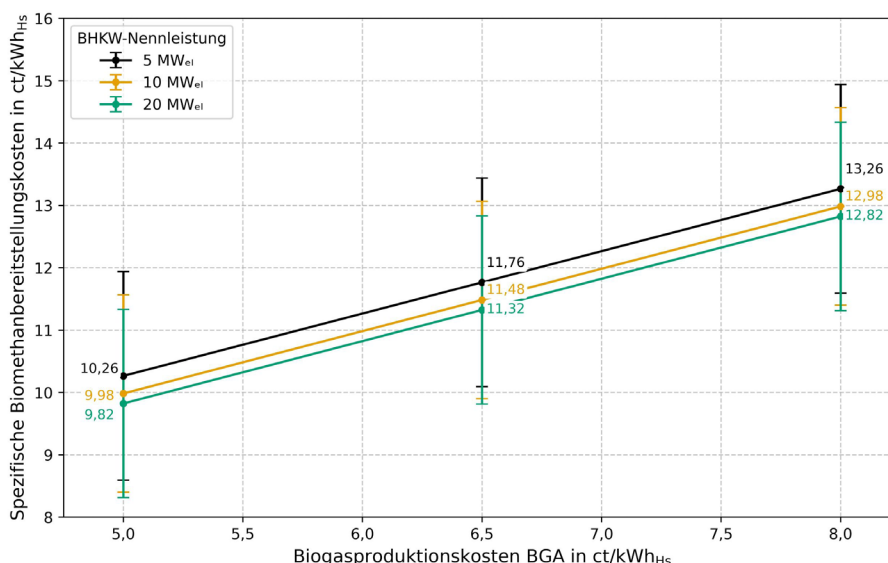


Abbildung 6: Spezifische Biomethanbereitstellungskosten in Abhängigkeit von den Biogasproduktionskosten und der Gasentnahmeleistung für drei unterschiedliche BHKW-Nennleistungen

Die Zusammensetzung der Biomethanbereitstellungskosten der BHKW-Nennleistungen 5, 10 und 20 MW_{el} ist in Abbildung 7 dargestellt. In dieser Betrachtung fließen die Biogasproduktionskosten exemplarisch mit 6,5 ct/kWh_{HS} ein und stellen den größten Kostenbestandteil dar. Der zweitgrößte Kostenanteil entfällt auf Kosten in Zusammenhang mit dem Erdgasnetz mit 1,59 bis 4,92 ct/kWh_{HS}, gefolgt von den Kosten für die Biogasaufbereitung in Höhe von 1,63 ct/kWh_{HS}. Die Kosten für den auspeiseseitigen Netzanschluss (0,03 bis 0,32 ct/kWh_{HS}) und die Biomethaneinspeisung (0,07 bis 0,08 ct/kWh_{HS}) haben im Vergleich zu den übrigen Bestandteilen einen untergeordneten Einfluss auf die Gesamtkosten. Zwischen den betrachteten BHKW-Größen zeigt sich eine schwach ausgeprägte Kostendegression der spezifischen Biomethanbereitstellungskosten.

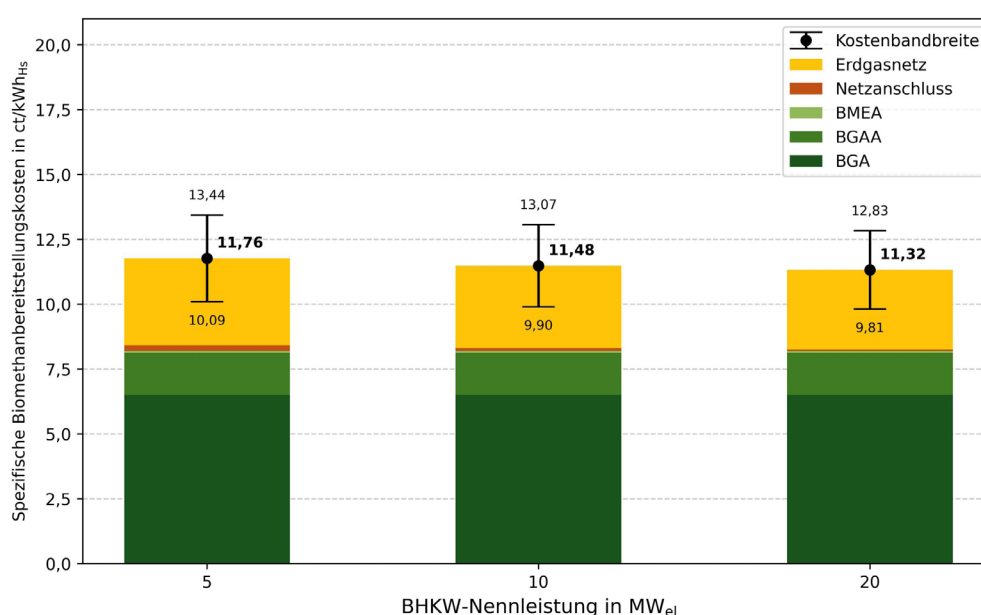


Abbildung 7: Zusammensetzung der spezifischen Biomethangesamtbereitstellungskosten in Abhängigkeit von der Gasentnahmeleistung für drei unterschiedliche BHKW-Nennleistungen

Abbildung 8 zeigt die Erdgasnetzskosten für minimale und maximale Annahmen und differenziert diese in arbeits- und leistungsabhängige Kosten sowie Biogas-Bilanzierungsentgelte. Die leistungsabhängigen Kosten stellen den dominierenden Kostenanteil dar, während die arbeitsabhängigen Kosten ebenfalls einen wesentlichen Beitrag leisten. Die Kosten weisen in beiden Komponenten eine hohe Spannweite auf. Die Biogas-Bilanzierungsentgelte sind dagegen – auch unter Berücksichtigung der modellierten Maximalwerte mit jeweils etwa 0,16 ct/kWh_{HS} – von untergeordneter Bedeutung. Die präsentierten Ergebnisse basieren auf der Berücksichtigung vermiedener Netzkosten über einen Zeitraum von 10 Jahren. Bei deren vollständigen Nichtberücksichtigung ergeben sich entsprechend um bis zu 0,37 ct/kWh_{HS} höhere Erdgasnetzskosten und damit – um diesen Betrag – höhere Gesamtbereitstellungskosten.

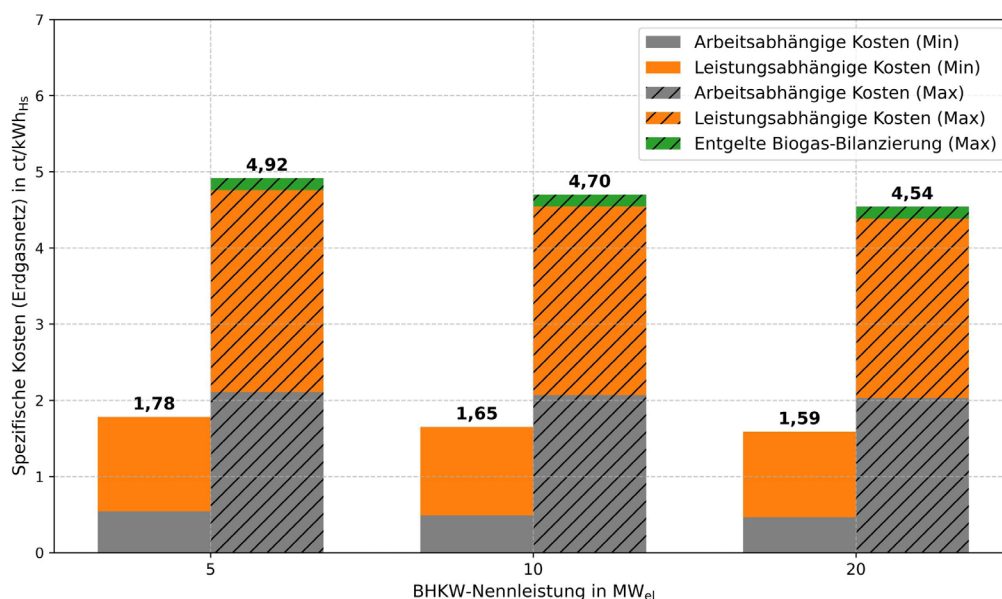


Abbildung 8: Spezifische Kosten in Zusammenhang mit dem Erdgasnetz in Abhängigkeit von der Gasentnahmelistung für drei unterschiedliche BHKW-Nennleistungen (Minimal- und Maximalwerte); Aufgeschlüsselt nach leistungs- und arbeitsabhängigen Kosten sowie Kosten infolge der Biogas-Bilanzierungsentgelte

Zur Beantwortung der zweiten Forschungsfrage werden die Effekte des Gasspeichereinsatzes auf die Biomethanbereitstellungskosten untersucht, wobei Mittelwerte der arbeitsbezogenen Kostenbandbreiten (Netzanschluss- und Erdgasnetzskosten) zugrunde gelegt werden. Die Biogas-Bilanzierungsentgelte werden in der Ergebnisdarstellung zur Vereinfachung zunächst nicht berücksichtigt. Die leistungsabhängigen Netznutzungsentgelte werden differenziert betrachtet, da sie die Kosteneffizienz des Gasspeichers maßgeblich beeinflussen. Exemplarisch werden die Ergebnisse, für die Netznutzungsentgelte mit höchsten, bzw. niedrigsten leistungsabhängigen Kosten gezeigt, da die übrigen Strukturen innerhalb dieser Bandbreite liegen.

Abbildung 9 zeigt die Differenz der Biomethanbereitstellungskosten in ct/kWh_{H₂} der betrachteten Gasspeicherszenarien im Vergleich zum Referenzszenario ohne Gasspeicher (blaue Fläche). Diese Differenzen werden für das BHKW mit 5 MW_{el} unter den Netznutzungsentgelten mit den höchsten leistungsabhängigen Kosten dargestellt. Für das Referenzszenario belaufen sich diese spezifischen Kosten auf 21,5 €/kW_{th}·a (brennwertbezogen) unter der Volllast-Gasbezugsleistung von 1.075 Nm³/h. Für reduzierte maximale Gasbezugsleistungen ergeben sich unter der Entgeltstruktur höhere spezifische Kosten. Für Kostenbestandteile mit Bandbreiten, wie den physischen Netzanschluss und Erdgasnetzskosten (ohne Netznutzungsentgelte), werden Mittelwerte verwendet. Es zeigt sich, dass bei geringeren maximalen Gasbezugsleistungen größere Speicherkapazitäten kostenvorteilhaft sind und keine pauschal optimale Speicherkapazität existiert. Die niedrigsten Bereitstellungskosten werden bei einer Gasspeicherkapazität von 12.000 Nm³ und einer maximalen Gasbezugsleistung von 200 Nm³/h (entspricht etwa 19% der Volllast-Gasbezugsleistung des BHKW mit 1.075 Nm³/h) erreicht. Hierbei liegen die Kosten mit -1,68 ct/kWh_{H₂} deutlich unterhalb des Referenzwertes.

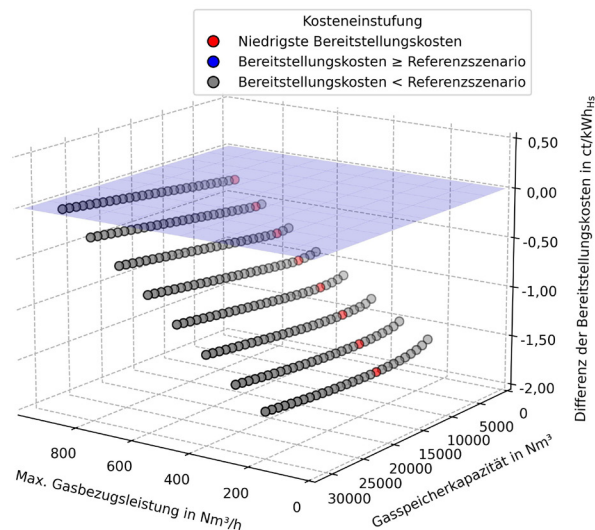


Abbildung 9: Ausweisung der Bereitstellungskosten mit unterschiedlichen Gasspeicherkapazitäten und unterschiedlichen Gasbezugsleistungen im Vergleich zur Prozesskette ohne Gasspeicher (blaue Referenzfläche); Auswertungsbeispiel 5 MW_{el} BHKW mit hohen leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten von 21,5 €/kW_{th} · a) (brennwertbezogen)

Abbildung 10 zeigt die Differenz der Biomethanbereitstellungskosten in analoger Darstellung zu Abbildung 9 unter Annahme der Netznutzungsentgelte mit den niedrigsten leistungsabhängigen Kosten von 9,1 €/kW_{th} · a) (brennwertbezogen) für die Volllast-Gasbezugsleistung. Auch hier reduziert der Gasspeicher die Bereitstellungskosten gegenüber dem Referenzszenario. Das kosteneffizienteste Szenario weist in diesem Fall ebenso eine Gasspeicherkapazität von 12.000 Nm³ und eine maximalen Gasbezugsleistung von 200 Nm³/h auf und erzielt hiermit eine Kostenreduktion von 0,49 ct/kWh_{HS}. Im Unterschied zu den hohen leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten ergeben sich bei hohen Gasspeicherkapazitäten und maximalen Gasbezugsleistungen keine Kostenvorteile gegenüber der Referenzvariante ohne Gasspeicher.

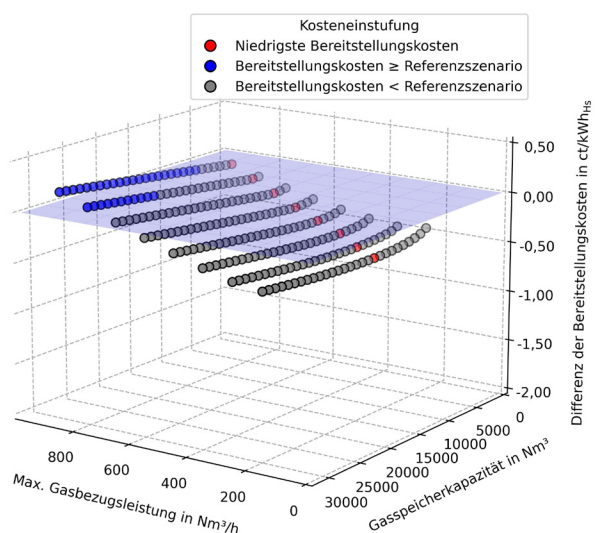


Abbildung 10: Ausweisung der Bereitstellungskosten mit unterschiedlichen Gasspeicherkapazitäten und unterschiedlichen Gasbezugsleistungen im Vergleich zur Prozesskette ohne Gasspeicher (blaue Referenzfläche); Auswertungsbeispiel 5 MW_{el} BHKW mit niedrigen leistungsabhängigen Netznutzungsentgelten von 9,1 €/kW_{th} · a) (brennwertbezogen)

Tabelle 3 fasst die kosteneffizientesten Szenarien mit Gasspeichereinsatz für die betrachteten BHKW mit installierten elektrischen Leistungen von 5 MW_{el}, 10 MW_{el} und 20 MW_{el} zusammen. Darüber hinaus wird der Betrag dargestellt, um den die Bereitstellungskosten gegenüber dem jeweiligen Referenzszenario reduziert werden können. Die Ergebnisse sind nach Netznutzungsentgelten mit den niedrigsten (min.) und höchsten (max.) leistungsabhängigen Kosten ausgewiesen. Es ist zu beachten, dass der berücksichtigte Wertebereich der Gasspeicherkapazität bis zu einem Maximalwert von 30.000 Nm³ reicht und größere Speicherkapazitäten für das BHKW mit einer installierten Leistung von 20 MW_{el} potenziell zu geringeren Bereitstellungskosten führen können.

Tabelle 3: Maximale Senkung der Bereitstellungskosten durch Gasspeichereinsatz mit kostenoptimaler Kombination aus Gasspeicherkapazität und maximaler Gasbezugsleistung über die betrachteten BHKW-Größen 5, 10 und 20 MW_{el}

Installierte el. Leistung Leistungsabhängige Netznutzungsentgelte	5 MW _{el}		10 MW _{el}		20 MW _{el}	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Gasspeicherkapazität in Nm ³	12.000	12.000	24.000	24.000	30.000	30.000
Maximale Gasbezugsleistung in Nm ³ /h	200	200	400	400	800	800
Bereitstellungskosten senkung in ct/kWh _{H₂}	0,49	1,68	0,50	1,59	0,45	1,51

Die Ergebnisse für 10 und 20 MW_{el} zeigen bei skaliert maximaler Gasbezugsleistung und Gasspeicherkapazität (Faktor 2 bzw. 4) ein zum 5 MW_{el}-BHKW weitgehend analoges Systemverhalten. Die Lage der Kostenoptima im Parameterraum aus Gasspeicherkapazität und maximaler Gasbezugsleistung bleibt dabei bis an die Grenzen des betrachteten Wertebereichs erhalten (Abbildung A1 im Anhang). Im Folgenden wird die Zusammensetzung der Biomethanbereitstellungskosten für Szenarien mit Gasspeicher analysiert. Dies erfolgt exemplarisch für das BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 5 MW_{el}. Abbildung 11 zeigt die Kostenstruktur für Netznutzungsentgelte mit den höchsten leistungsabhängigen Kosten, während Abbildung 12 die entsprechende Zusammensetzung unter Berücksichtigung der niedrigsten leistungsabhängigen Kosten darstellt. Die Analyse beschränkt sich auf die Szenarien, welche die jeweils niedrigsten Biomethanbereitstellungskosten ergeben (vgl. rot markierte Szenarien in Abbildung 9 bzw. Abbildung 10).

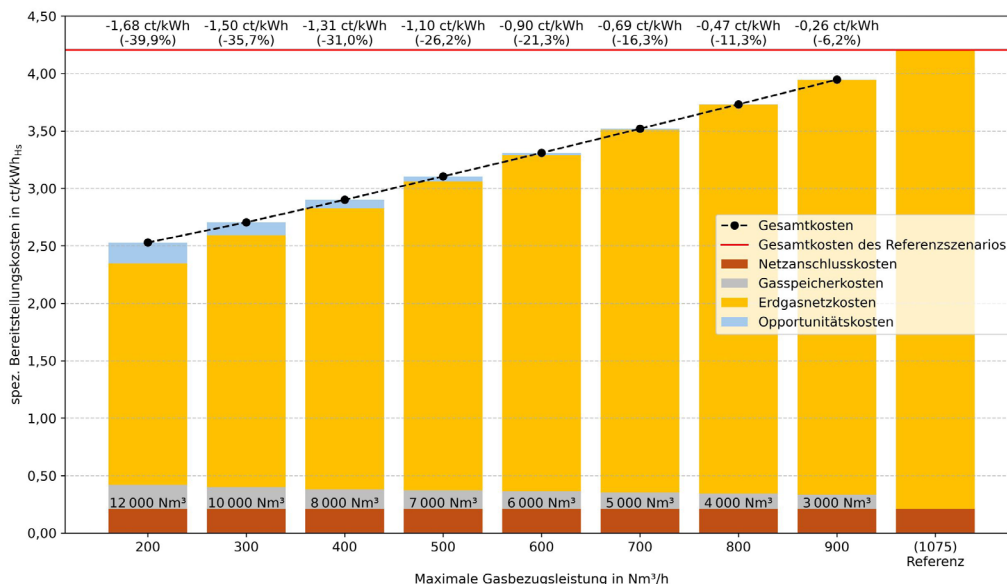


Abbildung 11: Zusammensetzung der Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von der maximalen Gasbezugsleistung und entsprechenden kostenminimalen Gasspeichergröße; Beispiel 5 MW_{el} BHKW, Netznutzungsentgelte mit höchsten leistungsabhängigen Kosten in 2,15 €/(kW_{th} · a) (brennwertbezogen)

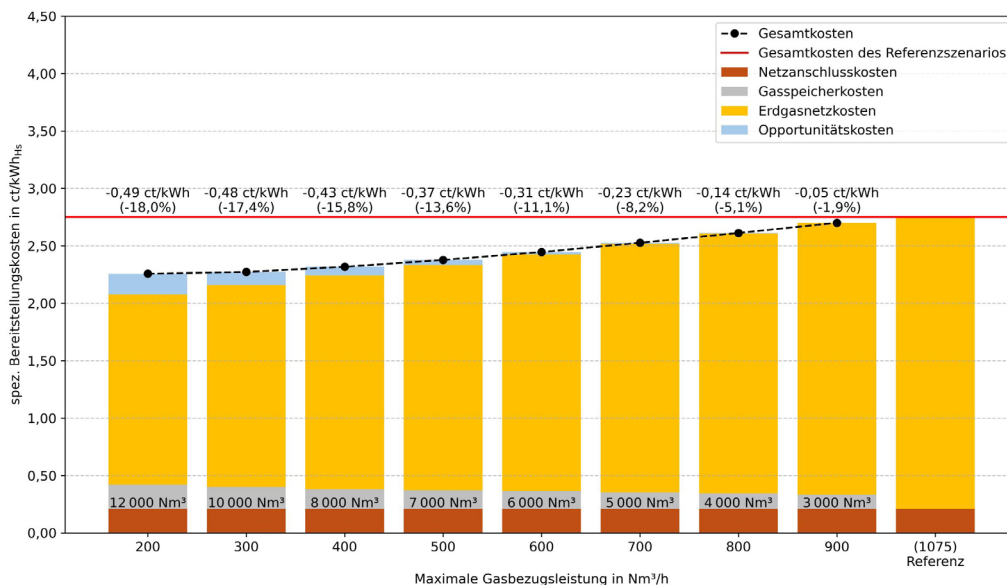


Abbildung 12: Zusammensetzung der Bereitstellungskosten in Abhängigkeit von der maximalen Gasbezugsleistung und entsprechenden kostenminimalen Gasspeichergröße; Beispiel 5 MW_{el} BHKW, Netznutzungsentgelte mit niedrigsten leistungsabhängigen Kosten in 9,1 €/(kW_{th} · a) (brennwertbezogen)

Unterschiedliche maximale Gasbezugsleistungen führen zu jeweils unterschiedlichen kostenoptimalen Gasspeicherkapazitäten und damit zu variierenden Anteilen der Gasspeicherkosten. Die Analyse in beiden Abbildungen konzentriert sich auf die jeweils kosteneffizientesten Speicherkapazitäten pro Gasbezugsleistung. Als Vergleichsbasis dient das Referenzszenario ohne Gasspeicher

(rechtsseitig gegenübergestellt). Insgesamt ist der Anteil der Opportunitätskosten gering, zeigt jedoch bei abnehmender maximaler Gasbezugsleistung einen überproportionalen Anstieg. Auch die Gasspeicherkosten tragen nur wenig zu den Gesamtkosten bei. Mit abnehmender Bezugsleistung sind größere Speicherkapazitäten kosteneffizienter. Geringere Opportunitätskosten kompensieren hierbei die zusätzlichen Speicherkosten. Der Vergleich der Ergebnisse in Abbildung 11 und Abbildung 12 zeigt, dass der Gasspeichereinsatz auch bei Netznutzungsentgelten mit niedrigen leistungsabhängigen Kosten zu einer, wenn auch geringeren, Reduktion der Erdgasnetzkosten beitragen kann.

Abbildung 13 stellt die modellierten maximalen Biogas-Bilanzierungsentgelte für die zuvor gefilterte Auswahl kostenoptimaler Szenarien dar, deren Kostenstruktur untersucht wurde. Ergänzend werden die entsprechenden Ergebnisse für BHKW mit installierten elektrischen Leistungen von 5 MW_{el} und 20 MW_{el} BHKW ausgewiesen. Im Vergleich zu den Referenzszenarien ergeben sich bei einer Begrenzung der maximalen Gasbezugsleistung geringere Biogas-Bilanzierungsentgelte; für die Referenzszenarien betragen diese etwa 0,16 ct/kWh_{HS}. Mit abnehmender relativer maximaler Gasbezugsleistung gegenüber dem Referenzszenario sinken die Bilanzierungsentgelte entsprechend. Bezogen auf die relative maximale Gasbezugsleistung weisen die arbeitsbezogenen Bilanzierungsentgelte für alle betrachteten BHKW identische Werte in ct/kWh_{HS} auf.

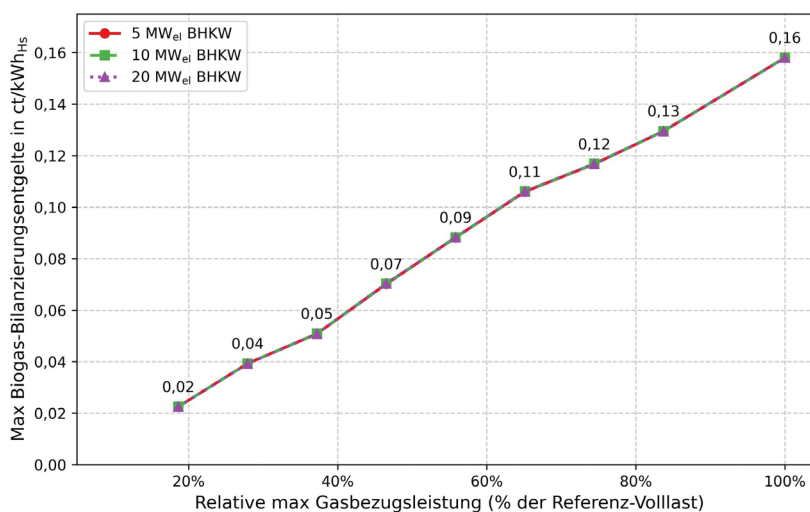


Abbildung 13: Biogas-Bilanzierungsentgelte in Abhängigkeit der maximalen Gasbezugsleistung, angegeben als relativer Anteil der Volllast-Gasbezugsleistung des jeweiligen BHKW ohne Gasspeiche

Abbildung 14 zeigt die durchschnittlich erzielbaren Stromerlöse für unterschiedliche Gasspeicherkapazitäten und maximale Gasbezugsleistungen relativ zum Referenzszenario ohne Speicher und ohne Restriktionen. Mit zunehmender Speicherkapazität und höherer maximaler Gasbezugsleistung steigen die Stromerlöse, während kleinere Speicher und eine niedrigere Begrenzung der maximalen Gasbezugsleistung zu reduzierten Erlösen und so zu entsprechend höheren Opportunitätskosten führen. Im Szenario mit der kleinsten Speicherkapazität und der niedrigsten maximalen Gasbezugsleistung lassen sich lediglich 92 % des durchschnittlichen Stromerlöses des Referenzszenarios ohne Gasspeicher realisieren. Infolgedessen liegen die höchsten Opportunitätskosten vor.

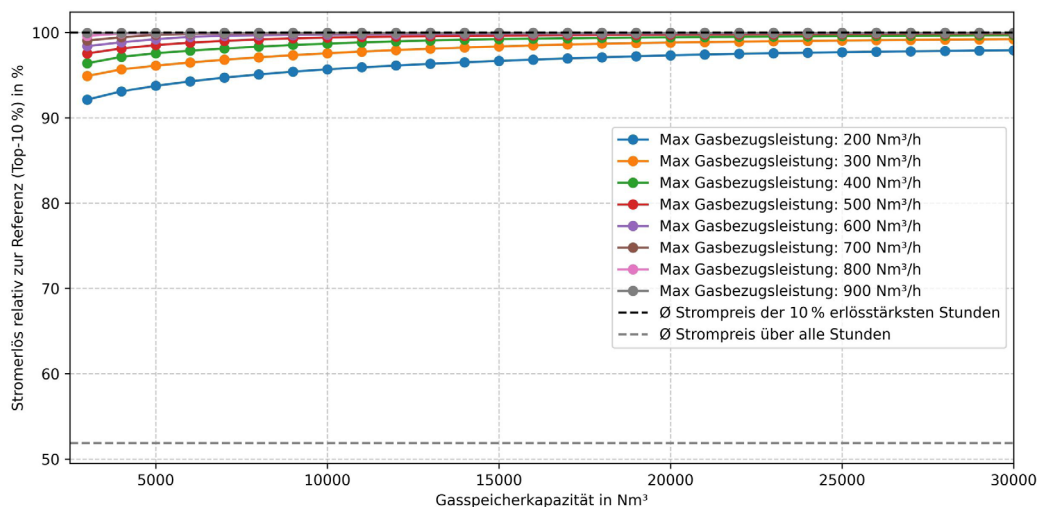


Abbildung 14: Mindererlöse am Strommarkt durch die Flexibilitätsbeschränkung des BHKW-Betriebs

Diskussion

Die ermittelten Biomethanbereitstellungskosten basieren auf einer Annuitätenrechnung gemäß VDI 2067 (VEREIN DEUTSCHER INGENIEURE 2012) und liegen in einer Bandbreite von 9,81 bis 13,44 ct/kWh_{HS}. Der durchschnittliche Year-Ahead-Biomethanmarktpreis aus nachwachsenden Rohstoffen für die Strom- und Wärmeerzeugung unter dem EEG beträgt für den Zeitraum 2023 bis 2024 10,82 ct/kWh_{HS} (AGRIPORTANCE GMBH 2025). Ein Abgleich zeigt, dass ein Teil der modellierten Bereitstellungskosten oberhalb dieses Preisniveaus liegt. Auch wenn Marktpreise nicht unmittelbar mit Bereitstellungskosten gleichzusetzen sind, da sie zusätzlich durch Angebots- und Nachfragestrukturen sowie marktliche Rahmenbedingungen beeinflusst werden, erlaubt dieser Vergleich eine erste Einordnung der wirtschaftlichen Ausgangslage. Vor diesem Hintergrund deutet sich an, dass die Refinanzierbarkeit der Biomethanbereitstellung unter den aktuellen Rahmenbedingungen ökonomisch herausfordernd sein kann.

Die zurückhaltende Teilnahme an Biomethanausschreibungen könnte unter anderem auf diesen Sachverhalt zurückzuführen sein. Die Aufschlüsselung der Gesamtbereitstellungskosten zeigt, dass der größte Kostenanteil auf die Biogasproduktion entfällt. Es folgen Kosten im Zusammenhang mit dem Erdgasnetz, gefolgt von den Aufwendungen für die Biogasaufbereitung, den Netzanschlusskosten und der Biomethaneinspeisung. Der innovative Charakter der Arbeit besteht insbesondere in der Verknüpfung einer ganzheitlichen Prozesskettenanalyse mit einer detaillierten Bewertung des Gasspeichereinsatzes am Gasentnahmepunkt. Hierdurch wird nicht nur Transparenz über die Kostenstruktur der Biomethanbereitstellung geschaffen, sondern auch erstmals systematisch aufgezeigt, unter welchen Randbedingungen Gasspeicher zur Reduzierung dieser Bereitstellungskosten beitragen können. Die Ergebnisse sind unter Berücksichtigung möglicher Unsicherheiten zu interpretieren.

Die Annuitätenmethode ist sensitiv gegenüber unterstellten Preissteigerungsraten und zugrunde gelegten Kostenpositionen, die zum Teil auf Basis allgemeiner Preissteigerungsraten aktualisiert wurden. Die leistungsabhängigen Kostenbestandteile der Erdgasnetzkosten sind im Wesentlichen durch die jeweils geltenden Netznutzungsentgelte geprägt. Die Eingrenzung der Höhe der Netznutzungsentgelte erfolgt auf Grundlage von acht unterschiedlichen Tarifstrukturen, die gezielt unter Einbezug

ländlicher und städtischer Verteilnetzbetreiber ausgewählt wurden. In der Praxis ist jedoch davon auszugehen, dass darüber hinaus weitere preisliche Ausgestaltungen existieren, deren Charakteristika sowohl in absoluter Höhe als auch hinsichtlich der leistungs- und arbeitsabhängigen Kostenbestandteile über bzw. unter den betrachteten Bandbreiten liegen. Die vorliegenden Netznutzungsentgelte sowie Kosten für den Biomethanhandel und Nachweisführung weisen eine hohe Spannweite auf, wodurch eine erhebliche Gesamtkostenbandbreite für die Erdgasnetzkosten entsteht. Folglich kann die ökonomische Situation in der Praxis relevant variieren.

Der Einsatz eines Gasspeichers am Gasentnahmepunkt kann über alle untersuchten BHKW-Leistungen zu einer signifikanten Reduzierung der Gesamtbiomethanbereitstellungskosten beitragen. Die größten Einsparpotenziale ergeben sich unter besonders vorteilhaften Rahmenbedingungen, etwa bei standortbezogenen Netznutzungsentgelten mit hohen leistungsabhängigen Kosten. Unter diesen Bedingungen spielt die exakte Dimensionierung der Gasspeicherkapazität nur eine untergeordnete Rolle, während die maximale Gasbezugsleistung aus dem Erdgasnetz einen entscheidenden Einfluss auf die Bereitstellungskosten hat. Dies zeigt sich in deutlich unterschiedlichen Bereitstellungskosten entlang der Varianz der maximalen Gasbezugsleistung. Vor diesem Hintergrund erweist sich die gezielte Begrenzung als zentraler Hebel zur Kostensenkung. Auch bei Netznutzungsentgelten mit niedrigen leistungsabhängigen Kosten kann der Einsatz eines Gasspeichers die Gesamtbereitstellungskosten reduzieren, wenn auch in geringerem Umfang. Die Biogas-Bilanzierungsentgelte bleiben bei einer kostenoptimalen Kombination aus maximaler Gasbezugsleistung und jeweiliger Gasspeicherkapazität auf einem niedrigen Niveau. Unter den untersuchten Rahmenbedingungen wirkt sich der Gasspeichereinsatz somit positiv auf die Höhe dieser Bilanzierungsentgelte aus.

Für das BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 20 MW_{el} erreicht die optimale Gasspeicherkapazität den oberen Rand des im Modell betrachteten Wertebereichs von 30.000 Nm^3 . Größere Speicher werden aufgrund einer vermuteten begrenzten praktischen Realisierbarkeit – etwa infolge des erforderlichen Flächenbedarfs – im betrachteten Wertebereich nicht berücksichtigt. Sofern technisch umsetzbar, könnten in diesem Fall größere Speicher unter geeigneten Rahmenbedingungen potenziell zu einer weiteren Reduzierung der Gesamtbereitstellungskosten führen. Ein praktisches Beispiel für die Umsetzung eines solchen Gasspeichers am Gasentnahmepunkt des Erdgasnetzes findet sich an einem Standort in Ostdeutschland. Dort betreibt ein Energieversorgungsunternehmen ein BHKW mit einer Anschlussleistung von $19,8 \text{ MW}_{el}$ und einem Doppelmembrangasspeicher mit einem nutzbaren Volumen von rund 13.000 Nm^3 . Eine größere Speichergröße konnte aus Platzgründen nicht realisiert werden, wurde jedoch vom Betreiber als ökonomisch sinnvoll bewertet. Dies verdeutlicht, dass bei der Übertragbarkeit der Ergebnisse in die Praxis standortspezifische Einschränkungen bei der Speicherdimensionierung zu berücksichtigen sind.

Die aufgezeigten Einsparpotenziale und die grundsätzliche Übertragbarkeit der Ergebnisse gelten innerhalb der im Rahmen dieser Arbeit getroffenen Modellannahmen und der betrachteten Parametergrenzen. Auch hier basiert die Untersuchung auf einer begrenzten Auswahl von acht Netznutzungsentgeltstrukturen, die zwar eine breite Spannweite abbilden, jedoch nicht sämtliche in der Praxis existierenden tariflichen Ausgestaltungen erfassen. Abweichende Strukturen mit höheren oder niedrigeren leistungs- bzw. arbeitsabhängigen Kosten sind grundsätzlich möglich und können zu veränderten ökonomischen Bewertungen führen. Zudem liegen den Szenarien diskret gewählte Parameterkombinationen für Gasspeicherkapazität und maximale Gasbezugsleistung zugrunde, so dass die ermittelten kostenoptimalen Auslegungen als Näherungen zu interpretieren sind. Die der

Ermittlung der Opportunitätskosten zugrunde liegenden Betriebssimulationen der BHKW wurden ex post durchgeführt und basieren somit auf der idealisierten Annahme einer vollständigen Kenntnis der Strompreisentwicklung über den betrachteten Zeitraum. Auf dieser Grundlage werden sowohl für die Gasspeicherszenarien als auch für das Referenzszenario maximale theoretische Stromerlöse ermittelt, deren Differenz zur Quantifizierung der Opportunitätskosten herangezogen wird.

In der praktischen Anwendung ist hingegen von einer unvollständigen Preisprognose auszugehen, sodass die tatsächlich realisierbaren Erlöse und damit auch die resultierenden Opportunitätskosten von den hier ausgewiesenen Werten abweichen können. Darüber hinaus hat der Strompreis einen maßgeblichen Einfluss auf die Opportunitätskosten: Sowohl das absolute Preisniveau als auch die zeitliche Verteilung der Preise sind für deren Höhe entscheidend. Eine einzeljährige Analyse für das Stromjahr 2022 (IDDA et al. 2025) zeigt, dass die Opportunitätskosten unter extremen Preisbedingungen deutlich höher ausfallen können. Neben dem Strompreis können auch weitere Faktoren, wie beispielsweise die Einbindung von Wärmesenken oder andere Anlagenkonstellationen, den optimalen Fahrplanbetrieb beeinflussen. Diese Aspekte stellen wichtige Ansatzpunkte für zukünftige Forschungsarbeiten dar.

Über den ökonomischen Aspekt hinaus kann der Gasspeicher auch die technische Umsetzbarkeit größerer BHKW-Anlagen an Standorten mit begrenzter Gastransportkapazität im Verteilnetz verbessern. Insbesondere bei niedrigen Netzdruckstufen oder langen Anschlussleitungen mit entsprechendem Druckabfall kann es zu Einschränkungen bei der Bereitstellung der für den Betrieb größerer BHKW erforderlichen Erdgasauspeiseleistung kommen. Die zeitliche Entkopplung zwischen Gasnetzbezug und Anlagenbetrieb durch eine Zwischenspeicherung ermöglicht es, diese Restriktion zu überbrücken und höhere elektrische Leistungen zu realisieren. Auf diese Weise können auch Standorte erschlossen werden, die ohne den Einsatz eines Gasspeichers technisch nicht oder nur eingeschränkt nutzbar wären.

Schlussfolgerungen

Die Arbeit zeigt, dass die modellierten Gesamtbereitstellungskosten für Biomethan mit 9,81 bis 13,44 ct/kWh_{H₂} teilweise oberhalb aktueller Marktpreise liegen und unter den berücksichtigten Rahmenbedingungen wirtschaftliche Herausforderungen für einen ökonomischen Betrieb bestehen können. Die Kostenstruktur wird dabei maßgeblich durch die Biogasproduktion geprägt. Mit abnehmender Bedeutung für die Gesamtbereitstellungskosten folgen die Kosten in Zusammenhang mit dem Erdgasnetz, Biogasaufbereitung, ausspeiseseitigem Netzanschluss und Biomethaneinspeisung. Insbesondere die Transportmodalitäten, einschließlich Netznutzungsentgelte, Biomethanhandel und Nachweisführung können die Kostenstruktur erheblich beeinflussen und variieren stark. Dies betrifft sowohl leistungsabhängige als auch arbeitsabhängige Erdgasnetzkosten.

Der Einsatz eines Doppelmembrangasspeichers am Gasentnahmepunkt erweist sich als wirksames Instrument zur Reduzierung der Biomethanbereitstellungskosten. Abhängig von der jeweiligen Netznutzungsentgeltstruktur können diese Kosten um bis zu 1,68 ct/kWh_{H₂} gesenkt werden, während auch unter ungünstigen Tarifbedingungen Einsparungen möglich sind. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass eine deutliche Begrenzung der maximalen Gasbezugsleistung kosteneffizient ist. Zudem skalieren die kostenoptimalen Speicherkapazitäten und maximalen Bezugsleistungen proportional zur installierten elektrischen Leistung des BHKW. Die Entgelte für die Biogas-Bilanzierung

haben sowohl mit als auch ohne Gasspeicher nur eine untergeordnete Bedeutung für die Gesamtbereitstellungskosten.

Aufbauend auf den vorliegenden Ergebnissen bieten sich für zukünftige Forschungsarbeiten insbesondere weiterführende Analysen von Gasspeichern und BHKW an, die auf Standorte mit verfügbaren Wärmesenken und relevanter Wärmeabnahme ausgerichtet sind. Die Berücksichtigung der Wärmeseite wurde im Rahmen dieser Arbeit bewusst ausgeklammert, da Auslegung und Einsatz von Wärmenutzungen stark standort- und anwendungsspezifisch sind und derzeit Gegenstand aktueller Forschungsarbeiten sind. Da Wärmeeinträge einen wesentlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit und den optimalen Betrieb von Biomethan-BHKW haben können, ist unter Einbeziehung geeigneter Wärmenutzungen von einem veränderten Betriebs- und Erlösrahmen auszugehen. Der BHKW-Betrieb ist in diesen Fällen nicht ausschließlich strompreisgeführt zu bewerten und es liegen abweichende optimale Einsatzstrategien vor.

Literatur

- Adler, P.; Billig, E.; Brosowski, A.; Daniel-Gromke, J.; Falke, I.; Fischer, E.; Holzhammer, U. (2014): Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung. Gülzow-Prüzen, Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR)
- agriportance GmbH (2025): Biomethanpreise Year Ahead: Markttransparenz für Ihre Planung. <https://agriportance.com/de/preisentwicklung/biomethan-entwicklung-preise/biomethan-preise-year-ahead/>, Zugriff am 18.01.2026
- Bär, K.; Grösch, N.; Häring, G.; Sonnleitner, M.; Wiedemann, L.; Zörner, W.; Aschmann, V. (2022): Technische Anforderungen an Biogasanlagen für die flexible Stromerzeugung. https://www.biogas-forum-bayern.de/publikationen/Technische_Anforderungen_an_Biogasanlagen_fuer_die_flexible_Stromerzeugung.pdf, Zugriff am 20.01.2026
- Bayernwerk Netz GmbH (2025): Preisblatt Netzentgelte Gas. https://www.bayernwerk-netz.de/content/dam/revu-global/bayernwerk-netz/files/netz/netzzugang/netzentgelte-gas/preisblaetter_2025/bayernwerk-preisblatt-gas-2025-vorlaeufig.pdf, Zugriff am 12.05.2025
- Beil, M.; Daniel-Gromke, J.; Müller-Syring, G.; Erler, R.; Jakob, S. (2019): Schlussbericht zum Vorhaben: Effiziente Mikro-Biogasaufbereitungsanlagen (eMikroBGAA)
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2017): Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität. Diskussionspapier. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/VerteilerNetz/Flexibilitaet/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1, Zugriff am 26.01.2026
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2024): Monitoringbericht 2024. <https://data.bundesnetzagentur.de/Bundesnetzagentur/SharedDocs/Mediathek/Monitoringberichte/MonitoringberichtEnergie2024.pdf>, Zugriff am 20.01.2026
- Bundesnetzagentur (BNetzA) (2025): SMARD - Marktdaten Strom. Großhandelspreise Deutschland (stündlich). <https://www.smard.de/home/downloadcenter/download-marktdaten/>, Zugriff am 19.04.2025
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) (2017): Leitfaden Marktprozesse Bilanzkreismanagement Gas. Teil 1. https://www.bdew.de/media/documents/20240322_LF_BKM_Gas_Teil1_KoV_XIV_final_clean_ARXhpZW.pdf, Zugriff am 20.01.2026
- Cerbe, G.; Lendt, B. (2017): Grundlagen der Gastechnik. Gasbeschaffung – Gasverteilung – Gasverwendung. München, Carl Hanser Verlag
- Dotzauer, M. (2024): Determining optimal component configurations for flexible biogas plants based on power prices of 2020–2022 and the legislation framework in Germany. *Renewable Energy* 236, pp. 121252, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2024.121252>
- EAM Netz GmbH (2025): Preisblatt Netzentgelte Gas. https://www.eam-netz.de/fileadmin/user_upload/Ueber_Uns/Netzinformation/Netzentgelte/erdgas/241213_Preisblatt_EAM_Netz_Gas_2025.pdf, Zugriff am 12.05.2025

- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2024): BE Future. Open Data für Wissenschaft und Forschung rund um Post-EEG. <https://datalab.dbfz.de/befuture/>, Zugriff am 20.01.2026
- Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE) (2025): Energy-Charts - Öffentliche Nettostromerzeugung in Deutschland. <https://www.energy-charts.info/charts/power/chart.htm?c=DE>, Zugriff am 23.01.2026
- Gurobi Optimization LLC (2026): Gurobi Optimizer Reference Manual. <https://www.gurobi.com>
- Holzhammer, U. (2015): Biogas in einer zukünftigen Energieversorgungsstruktur mit hohen Anteilen fluktuierender Erneuerbarer Energien. Dissertation, Rostock, Universität Rostock
- Idda, J.; Selleneit, V.; Holzhammer, U. (2025): Hochflexible Biomethan-BHKW-Anlagen und der Einfluss eines Biomethanspeichers auf den möglichen Biogaspreis für Post-EEG-Biogasanlagen. In: Biogas in der Landwirtschaft – Stand und Perspektiven. Hg. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e. V. (KTBL), FNR/ KTBL-Kongress, 8.–9. Sept. 2025, Darmstadt, S. 94–101
- KAV Konzessionsabgabenverordnung (1992): Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (Konzessionsabgabenverordnung - KAV) vom 09.01.1992, zuletzt geändert durch Artikel 3 Absatz 4 der Verordnung vom 01.11.2006
- pv magazine Deutschland (2025): 10-Jahres-Rekord im Mai: So viele Stunden mit negativen Strompreisen wie nie an der Börse. <https://www.pv-magazine.de/unternehmensmeldungen/10-jahres-rekord-im-mai-so-viele-stunden-mit-negativen-strompreisen-wie-nie-an-der-boerse/>, Zugriff am 23.06.2025
- RheinNetz GmbH (2025): Netznutzungsentgelte Gas 2025. <https://www.rheinnetz.de/netzentgelte-gas-abdem-01.01.2025.pdf>, Zugriff am 12.05.2025
- Schröer, D.; Latacz-Lohmann, U. (2022): Betriebswirtschaftlicher Vergleich der Flexibilisierung und rohgasseitigen Bündelung von Biogasbestandsanlagen anhand eines Fallbeispiels. Berichte über Landwirtschaft – Zeitschrift für Agrarpolitik und Landwirtschaft 100(1), <https://doi.org/10.12767/buel.v100i1.376>
- Schwaben Netz GmbH (2025): Preisblatt des Netzbetreibers Schwaben Netz GmbH. https://www.schwaben-netz.de/fileadmin/user_schwaben_netz/Dokumente/3_Netzzugang/Preisblaetter/2025-vorlaufige-NNE-sn.pdf, Zugriff am 12.05.2025
- Stadtwerke München GmbH (2025): Preisblätter Gas 2025. <https://www.swm-infrastruktur.de/dam/swm-infrastruktur/dokumente/gas/netzzugang/preisblaetter-2025/preisblaetter-gas-2025.pdf>, Zugriff am 12.05.2025
- Stadtwerke Rinteln GmbH (2025): Netzentgelte Erdgas. <https://www.stadtwerke-rinteln.de/assets/Uploads/NNE-GAS-2025-20.12.24-Sp.pdf>, Zugriff am 12.05.2025
- Statistisches Bundesamt (2023): Erzeugerpreisindex gewerblicher Produkte. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Preise/Erzeugerpreisindex-gewerbliche-Produkte/Publikationen/_publikationen-erzeugerpreisindex.html, Zugriff am 02.04.2024
- Statistisches Bundesamt (2024): Strompreis für Nicht-Haushalte: Deutschland, Halbjahre, Jahresverbrauchsklassen, Preisarten. <https://www-genesis.destatis.de/genesis/online?sequenz=tabelleErgebnis&selectionname=612430005&language=de#abreadcrumb>, Zugriff am 22.10.2024
- Stuttgart Netze GmbH (2025): Preise und Regelungen für die Nutzung des Gasverteilnetzes. https://www.stuttgart-netze.de/media/_filer_public/26/37/263700c8-8509-46e5-980b-5e25d1eaf359/preise_und_regelungen_fur_das_gasnetz_gultig_ab_01012025.pdf, Zugriff am 12.05.2025
- Trading Hub Europe (THE) (2024): Entgelte und Umlagen. <https://www.tradinghub.eu/de-de/Ver%C3%B6ffentlichungen/Preise/Entgelte-und-Umlagen>, Zugriff am 26.10.2025
- Trading Hub Europe (THE) (2025): Archiv der Veröffentlichungsdaten für das ehemalige Marktgebiet GASPOOL. Preise, Entgelte und Umlagen. <https://www.tradinghub.eu/de-de/Download/Archiv-GASPOOL>, Zugriff am 24.04.2025
- Umweltbundesamt (2025): Indikator: Anteil Erneuerbare am Bruttostromverbrauch. https://www.umweltbundesamt.de/indikator-anteil-erneuerbare-am?utm_source=chatgpt.com#die-wichtigsten-fakten, Zugriff am 22.06.2025
- Urban, W. (Hg.) (2010): Gasnetze der Zukunft. Studie zu den Auswirkungen der Biogaseinspeisung in das Erdgasnetz auf den Netzbetrieb und Endverbraucher. Stuttgart, Fraunhofer Verlag
- Verein Deutscher Ingenieure (VDI) (2012): Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen. Grundlagen und Kostenberechnung, VDI 2067. Berlin, Beuth Verlag

wesernetz Bremen GmbH (2025): Preisblatt 1 - Netznutzung Erdgas. https://www.wesernetz.de/-/media/wesernetz/downloads-aktuell/fuer-partner/energielieferanten/gasnetz/entgelte/hb/nenu_hb_100_118_preisblatt_1_gas_netznutzung_2025_web.pdf, Zugriff am 12.05.2025

Autoren

Johannes Idda, Volker Selleneit sind wissenschaftliche Mitarbeiter und **Prof. Dr.-Ing. Uwe Holzhammer** ist wissenschaftlicher Leiter des Arbeitsbereichs Energiesystemtechnik am Institut für neue Energie-Systeme (InES). Standort: Campus Neuburg an der Donau, An der Hochschule B 1, 86633 Neuburg/Donau. E-Mail: johannes.idda@thi.de

Hinweise oder Danksagungen

Die Förderung des Forschungsprojekts BioM0876 (Förderkennzeichen: 2221NR085A), aus welchem dieser Beitrag hervorgeht, erfolgt aus Mitteln des Bundesministeriums für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMLEH) aufgrund eines Beschlusses des deutschen Bundestages. Die Projektträgerschaft erfolgt über die Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe (FNR).