

Berlin, 30. Juli 2025

BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin
www.bdew.de

Positionspapier

Umsetzung eines effizienten Anschlusses von Biogasaufbereitungsanlagen an Gasversorgungsnetze

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 95 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

1	Ausgangssituation	3
2	Forderung des BDEW zur Umsetzung eines effizienten Anschlusses von Biogasaufbereitungsanlagen an Gasversorgungsnetze.....	4
3	Rechtlicher Hintergrund.....	5
4	Netzwirtschaftlicher Hintergrund: Biomethancluster.....	7
	4.1 Vorteile von Biogasanlagencluster	7
	4.2 Bewertung der wirtschaftlichen Effizienz eines Biomethananlagen- oder Clusteranschlusses.....	8
5	Hintergrund: Methodischer Ansatz zur Ermittlung des Schwellenwertes und Plankosten.....	9
	5.1 Schwellenwert	9
	5.2 Plankostenansatz.....	11

1 Ausgangssituation

Biogas und Biomethan sind erneuerbare Energieträger, die im Gegensatz zu Wind- und Solar-energie auch bei Flauten und bedecktem Himmel verfügbar sind. Sie sind unter Beachtung der Gasbeschaffenheit speicherbar und damit saisonal und flexibel in allen Sektoren einsetzbar. Der Energieträger ist somit ein wichtiger Baustein, um die nationalen und internationalen Klimaschutzziele zu erreichen. Unter anderem stellt Biomethan heute schon eine Möglichkeit zur Defossilisierung der Gasversorgung dar. Der Anschluss von Biogasanlagen an das Gasnetz und die Einspeisung von Biomethan trägt dazu bei, den Anteil an erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen zu steigern. Gleichzeitig ist die Nutzung bestehender Infrastruktur durch den Anschluss an das Gasnetz mit Kosten verbunden.

Anschlussbegehren für die Einspeisung von zu Biomethan aufbereitetem Biogas können in ein Spannungsverhältnis mit der Transformation des Gasnetzes und der wirtschaftlichen Effizienz des Netzbetriebs treten. So ist die Weiterentwicklung der Gasnetzinfrastruktur Gegenstand aktueller Planungen. Voraussichtlich wird es zu starken regionalen Unterschieden in der Entwicklung kommen, die sich auch auf den Netzanschluss in den jeweiligen Regionen auswirken werden. Der BDEW hat deshalb in seinem Diskussionspapier „[Weiterentwicklung der Biomethaneinspeisung in Gasnetze](#)“ vom 19. März 2024 Vorschläge entwickelt, welche dieses Spannungsverhältnis auflösen sollen. Das Papier ist auch Ausgangspunkt für eine gutachterliche Kosten-Nutzen-Analyse, die dem vorliegenden Papier zu Grunde liegt.

Die bisherigen gesetzlichen Regelungen sowohl zum Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen an das Gasversorgungsnetz als auch zur Einspeisung von Biomethan treten mit der gesamten Gasnetzzugangsverordnung (GasNZV) am 31. Dezember 2025 außer Kraft.¹ Parallel dazu müssen die Vorgaben des Gasbinnenmarktpakets, die auch spezifische Vorgaben für Biogas enthalten, in nationales Recht umgesetzt werden. Während die Fragen der Einspeisung bereits von der BNetzA in dem (noch nicht abgeschlossenen) [Festlegungsverfahren in Sachen Zugangsregelungen für Biogas](#) – (ZuBio) aufgegriffen wurden, stehen die notwendigen Regelungen zum Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen noch aus.

¹ Art 15 Abs. 6 des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften vom 22. Dezember 2023 (BGBl 2023, Teil I, Nr. 405 vom 28. Dezember 2023).

Grüne Moleküle wie Biogas sind für die Energiewende notwendig. Notwendige Investitionen bei Nutzung bestehender Infrastruktur können nur bei entsprechender Rechtsklarheit realisiert werden. Der BDEW positioniert sich in diesem Papier dazu, wie eine effiziente und zukunftsfähige Lösung entwickelt werden kann. Dies beinhaltet den rechtlichen Rahmen auf nationaler Ebene (Kapitel 2), um die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz der Einspeisung von Biomethan aus an das Gasversorgungsnetz angeschlossenen Biogasaufbereitungsanlagen sicherzustellen. Im Weiteren werden die rechtlichen Rahmenbedingungen (Kapitel 3) sowie die netzwirtschaftliche Argumentation zum Anreiz von Anlagenclustern bei Kleinanlagen (Kapitel 5) und eine Methode zur Bestimmung eines Schwellenwertes (Kapitel 6) erläutert.

2 Forderung des BDEW zur Umsetzung eines effizienten Anschlusses von Biogasaufbereitungsanlagen an Gasversorgungsnetze

Übergeordnetes Ziel der RL 2024/1788 Art. 1 ist der gemeinsame „Rahmen für die Dekarbonisierung [...], um zur Erreichung der Klima- und Energieziele der Union beizutragen“. Zur Sicherstellung dieser Ziele wird in Art. 30 auf den Marktzugang für erneuerbare Gase und dabei insbesondere auf Wasserstoff und Biomethan verwiesen. Die Gasnetzbetreiber haben dementsprechend nach Art. 20 Gas-VO auch verbindliche Kapazitäten für erneuerbares Gas zu gewährleisten.

Der Zugang von Biomethan erfordert aber auch klare Regelungen zum Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen. Grundsätzlich können die Mitgliedstaaten nach Art. 41 Abs. 1 Satz 3 und Art. 45 Satz 3 Gas-RL dem Anschluss von Erzeugungsanlagen für Biomethan einen Vorrang einräumen. Ob die Bundesregierung die derzeitigen, in der GasNZV festgelegten Privilegien zum Netzanschluss von Biogasaufbereitungsanlagen fortführen wird, ist derzeit noch nicht bekannt. Offen ist aber auch, wie sich die Einräumung des Vorrangs auf die Umsetzung der übrigen Vorgaben des Gasbinnenmarktpakets und weiterer europarechtlicher Vorgaben in nationales Recht auswirkt. Der BDEW setzt sich dafür ein, eine Nachfolgeregelung für den Netzanschluss zeitnah umzusetzen und gesetzlich zu regeln. Die allgemeinen Regelungen zum Netzanschluss, die nach dem Auslaufen der bisherigen Regelungen greifen, lassen gegenüber dem Status quo Regelungslücken, die ausgestaltet werden müssen.

Ungeachtet dieser Vorfrage muss aus Sicht des **BDEW sichergestellt sein:**

- dass bei der Ausgestaltung des nationalen Rechtsrahmens die **Kostentragung eindeutig geklärt** ist. Die Netzbetreiber können anteilige Kosten für den Netzanschluss nur dann weiterhin tragen, wenn sie diese auch an ihre Kunden weitergeben können. Bewährt hat sich in der Vergangenheit die Umlage der „Biogas-Kosten“. Hieran sollte festgehalten werden.

- dass nur solche Kosten umgelegt werden können, die aus einem **gesamtwirtschaftlich effizienten Netzanschluss** resultieren. Die wirtschaftliche Effizienz wird dabei von der Bundesnetzagentur unter Beteiligung von Netzbetreibern, Biomethanproduzenten als auch Biomethankunden in einem Festlegungsverfahren definiert.
- dass Netzanschlüsse vom Netzbetreiber zu realisieren sind, wenn die Anschlusskosten, unterteilt in Capex- und Opex-Kosten, gekoppelt an eine feste Abschreibungsdauer, unterhalb eines noch festzulegenden Schwellenwertes liegen. Die Kostenteilung zwischen Netzbetreiber und Netzanschlussbegehrende soll dann der bisherigen Regelung folgen. Eine prozentuale Kostenaufteilung (wie bisher 25%/75%) sollte allerdings unabhängig von der Länge der Anschlüsse gelten. Die bisherigen Differenzierungen bei 1 km und 10 km führen zu Fehlanreizen. Die Nennleistung wird im Netzanschlussvertrag verbindlich geregelt.
- dass, wenn die Anschlusskosten über dem Schwellenwert liegen, der Anschlussnehmer die Mehrkosten für Investitions- und Betriebskosten, die über die Kosten des effizienten Anschlusses hinausgehen, vollständig trägt.
- dass die Option der Fortführung der Vor-Ort-Verstromung als wirtschaftliche Alternative erhalten bleibt oder eine Verstromung und Einspeisung parallel bzw. wechselnd ermöglicht wird. Der BDEW setzt sich deshalb für eine Novellierung des EEG ein.

3 Rechtlicher Hintergrund

Rechtlich sind die BDEW-Forderungen mit den europäischen Vorgaben konsistent.

- Nach **Art. 58 Abs. 1 Gas-RL** sehen die Mitgliedstaaten einen **Regulierungsrahmen** für Biomethanerzeugungsanlagen vor, der die **Anschlussentgelte und -kosten**, die durch den Anschluss an die Fernleitungs- oder Verteilernetze entstehen, regelt. Mit diesem Regulierungsrahmen soll unter anderem sichergestellt werden, dass die Grundsätze der Transparenz und der Nichtdiskriminierung, das Erfordernis stabiler Finanzierungsrahmen für bestehende Investitionen, die Fortschritte bei der Einführung von erneuerbarem Gas – wozu Biomethan laut Begriffsbestimmung in Art. 2 Nr. 2 Gas-RL zählt – und kohlenstoffarmem Gas in dem betreffenden Mitgliedstaat und – sofern zweckmäßig – bestehende alternative Fördermechanismen für die verstärkte Nutzung von erneuerbarem oder kohlenstoffarmem Gas berücksichtigt werden.
- Nach **Art. 58 Abs. 2 Gas-RL** können die Regulierungsbehörden bei der Festlegung oder Genehmigung der Tarife oder der von den Fernleitungs- und Verteilernetzbetreibern anzuwendenden Methoden die **Kosten und Investitionen berücksichtigen**, die bei den Netzbetreibern bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen angefallen sind und die nicht direkt aus den Anschlussgebühren und -kosten gedeckt werden, soweit die Kosten

denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren regulierten Betreibers entsprechen.

- Die Fernleitungsnetzbetreiber sind gemäß **Art. 41 Abs. 2 Gas-RL** und die Verteilernetzbetreiber nach **Art. 44 Abs. 8 Gas-RL nicht berechtigt, „wirtschaftlich vertretbare und technisch zu bewältigende Anträge“ auf Anschluss** einer Erzeugungsanlage für erneuerbares Gas und für kohlenstoffarmes Gas **abzulehnen**. Eine Ablehnung ist aber dann möglich, soweit die in Art. 38 Gas-RL vorgesehenen Gründe für eine Verweigerung des Anschlusses vorliegen.
- Grundsätzlich ist erneuerbaren und kohlenstoffarmen Gasen der Zugang zur Infrastruktur nach Art. 30 der Gas-RL zu gewährleisten. Art. 38 Gas-RL beinhaltet mit Verweis auf die Art. 20 und 36 Gas-VO Ausnahmen hiervon, bei deren Vorliegen der Zugang zum Erdgasnetz sowie der Netzausbau verweigert werden darf. So wird in **Art. 20 Abs. 2 Satz 1 Gas-VO und Art. 36 Abs. 2 Satz 1 Gas-VO** die Möglichkeit für Fernleitungsnetzbetreiber bzw. Verteilernetzbetreiber beschrieben, „Alternativen zu Investitionen in die Rückspeisung“ zu entwickeln, z. B. Lösungen mithilfe intelligenter Netze oder den Anschluss an die Netze anderer Netzbetreiber, einschließlich des direkten Anschlusses von Erzeugungsanlagen für erneuerbares Gas und kohlenstoffarmes Gas an das Fernleitungsnetz.
- Daneben regelt **Art. 38 Abs. 4 Gas-RL**, dass die Mitgliedstaaten „sicherstellen“, dass es den Fernleitungsnetzbetreibern und den Verteilernetzbetreibern erlaubt ist, den generellen Anspruch auf Netzzugang und Netzanschluss zu verweigern, oder auch den Nutzern von Erdgasnetzen den Netzanschluss zu trennen, insbesondere um die Umsetzung des Ziels der Klimaneutralität sicherzustellen, sofern
 - im Netzentwicklungsplan die Stilllegung des Fernleitungsnetzes oder relevanter Teile davon vorgesehen ist,
 - die zuständige nationale Behörde den Plan für die Netzstilllegung gemäß Art. 57 Abs. 3 Gas-RL gebilligt hat,
 - der betreffende Verteilernetzbetreiber, der von der Vorlage eines Netzstilllegungsplans befreit ist, die zuständige nationale Behörde über die Stilllegung des Verteilernetzes oder von Teilen dieses Netzes unterrichtet hat.
- **Art. 38 Abs. 5 Gas-RL** regelt im Weiteren, dass Mitgliedstaaten, die eine entsprechende Verweigerung (oder Trennung) vom Netz erlauben, einen Regelungsrahmen hierfür festlegen sollen, der auf objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien beruht, die von der Regulierungsbehörde unter Berücksichtigung der Interessen der Betroffenen, der bestehenden Anforderungen zur Verringerung oder Umstellung des Verbrauchs von Erdgas und der einschlägigen Pläne zur Wärme- und Kälteversorgung festgelegt werden.

Weder in der Richtlinie noch in der Verordnung finden sich nähere Ausführungen dazu, wo die Grenzen der wirtschaftlichen Effizienz liegen. Der Begriff ist damit in der nationalen Umsetzung der europäischen Vorgaben auslegungsbedürftig. Daher muss dieser Begriff vom Gesetzgeber im Sinne der RL 2024/1788 Art. 1 definiert werden. Dabei sollten neben den energie-wirtschaftlichen Aspekten der Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit auch weitere volkswirtschaftlichen sowie haushaltsrelevante Aspekte berücksichtigt werden. Um einen „*wirtschaftlich effizienten*“ Betrieb der Gasnetzinfrastruktur zu gewährleisten, ist der Anschluss von Biogasaufbereitungsanlagen so fortzuentwickeln, dass sowohl für Netzbetreiber als auch für Anschlussnehmer Planungs- und Investitionssicherheit gegeben ist. Die Wirtschaftlichkeit und die Nachhaltigkeit des Netzbetriebs müssen als Bestandteile der Netzanschlussprüfung integriert werden. Dabei sind neben den Fragen der Kostentragung auch Fragen zur wirtschaftlichen Optimierung von Anschlussbegehren zu erörtern.

→ **Der BDEW erläutert im Folgenden einen Ansatz, wie die wirtschaftliche Effizienz von Netzanschlüssen erreicht werden könnte.**

4 Netzwirtschaftlicher Hintergrund: Biomethancluster

Damit eine kosteneffiziente und volkswirtschaftlich sinnvolle Integration von Biomethananlagen im Energiesystem gelingen kann, schlägt der BDEW einen methodischen Ansatz zur Bestimmung eines Schwellenwertes vor. Insbesondere bei kleinen Biogasanlagen soll dieser eine Clusterung anreizen. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass auf Grund von Skaleneffekten der Anschluss von kleinen Biogasanlagen an das Gasnetz wirtschaftlich ineffizienter ist als bei größeren Anlagen. Erfüllt eine einzelne Anlage die vorgeschlagenen Effizienzkriterien, muss diese weiterhin angeschlossen werden.

4.1 Vorteile von Biogasanlagencluster

Biogasanlagencluster, also der Zusammenschluss mehrerer Biogasanlagen über eine Rohbiogasleitung zu einer zentralen Biogasaufbereitungsanlage, aus der in das Erdgasnetz eingespeist wird, können vielfältige Vorteile bieten.

Eine Clusterung bringt in den meisten Fällen für Einspeiser, Netzbetreiber und Netznutzer Kostensenkungen, da Kosten für eine Aufbereitungs- sowie Einspeiseanlage nur einmal anfallen und zudem die Einspeisemenge erhöht werden kann und sich dadurch die spezifischen Investitions- und Betriebskosten der Aufbereitungsanlage verringern. Gleichzeitig erhöhen sich die Investitionskosten für den Einspeiser von Biomethan aufgrund der Investitions- und Betriebskosten der erforderlichen Rohbiogas-Infrastruktur. Des Weiteren ergeben sich komplexe Fragen zur Nachweisführung Nachhaltigkeit für Biogas und Biomethan. Die Clusterung kann also dazu beitragen, die gesamtwirtschaftliche Effizienz der Einspeisung zu erhöhen. Dieser

Zusammenhang fließt in die vom BDEW in Kapitel 6 vorgeschlagene Methodik zur Bestimmung eines Schwellenwerts ein.

Ein zentraler Standort für die Biogasaufbereitung erleichtert die Standortsuche für einen Netzanschluss. Produktionsbedingte Schwankungen in der Rohgasqualität werden durch die Vermischung von Biogas verschiedener Anlagen gedämpft, was zu einer stabileren Gaszusammensetzung führt. Die stabile Lieferung von Biogas wird durch die Teilnahme vieler Anlagenbetreiber sichergestellt. Größer dimensionierte Aufbereitungsanlagen können zudem mit geringerem Aufwand, im Vergleich zu Einzelanlagen, auf Druckebenen einspeisen, wo noch längerfristig eine überregionale Verteilung möglich sein wird.

Die volks- sowie betriebswirtschaftlichen Vorteile einer Clusterung von Biogasanlagen wurde bereits in diversen Studien belegt. Beispielsweise hat das DVGW-Projekt ENEVEG ausgehend von der geographischen Verteilung des Biogasanlagenbestands, dem heutigen Gasnetz und unter Berücksichtigung der Verlegungskosten für Rohbiogasleitungen, die gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz einer Clusterung analysiert.² Das Verbundprojekt BGA-Cluster hat beispielhaft in drei Regionen die Anlagenzusammenfassung analysiert und belegt ebenfalls die wirtschaftliche Effizienz einer Bündelung von Biogasanlagen zur Einspeisung aus Sicht der Anlagenbetreiber.³

4.2 Bewertung der wirtschaftlichen Effizienz eines Biomethananlagen- oder Clusteranschlusses

Um die wirtschaftliche Effizienz eines Anschlusses an das Erdgasnetz zu beurteilen, kommen zwei Ansätze infrage: eine Mindesteinspeisemenge oder ein spezifischer Schwellenwert. Dies ist für die Wirtschaftlichkeit zentral, weil bei der Biogasaufbereitung und -einspeisung erhebliche Skaleneffekte bestehen.

Der BDEW hält eine starre allgemein gültige Mindesteinspeisemenge für nicht zielführend, da eine solche insbesondere im ländlichen Raum aufgrund des geringen örtlichen und saisonalen Gasverbrauchs zu Konflikten mit der Kapazität des Gasverteilernetzes führen kann. Stattdessen fordert der BDEW einen Schwellenwert, welcher die spezifischen Investitions- und Betriebskosten (in €/ m³/h) des Netzbetreibers für den Anschluss berücksichtigt. Die

² [DVGW e.V.: G 202114 ENEVEG](#)

³ [DVGW EBI Website: BGA-Cluster \(dvgw-ebi.de\)](#)

gesamtwirtschaftliche Effizienz konkretisiert sich hier also als das Verhältnis von Investitions- und Betriebskosten für den Netzanschluss zur Einspeiseleistung.

Im Folgenden wird die vom BDEW entwickelte Methodik erläutert, mit der die Kostenaufstellungen der Netzbetreiber für den Netzanschluss nachvollziehbar und vergleichbar erstellt werden können und wie die Kostenobergrenze festgelegt werden kann.

5 Hintergrund: Methodischer Ansatz zur Ermittlung des Schwellenwertes und Plankosten

Der BDEW hat eine Steuerungsgruppe eingesetzt, die sich aus Vertreterinnen und Vertretern von Netzbetreibern – sowohl Verteilnetzbetreibern (VNB) als auch Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) – sowie von Biogasanlagenbetreibern zusammensetzt. Ziel dieser Arbeitsgruppe war es, eine einheitliche Methodik zu entwickeln, mit der die Kostenaufstellungen der Netzbetreiber für Biogaseinspeiseanlagen nachvollziehbar und vergleichbar ermittelt werden können sowie der Schwellenwert festgelegt werden kann.

Auf Grundlage der in der Steuerungsgruppe erarbeiteten Methodik wurde ein Kurzgutachten durch das Beratungsunternehmen Baringa erstellt. Im Rahmen dieses Gutachtens wurde die Methodik mithilfe realer Daten getestet. Dazu wurden von sieben Netzbetreibern zu 60 bestehenden sowie geplanten Biogaseinspeiseanlagen zur Verfügung gestellte Daten genutzt.

Die Ergebnisse des Kurzgutachtens zeigen auf, dass der gewählte methodische Ansatz grundsätzlich zu plausiblen und nachvollziehbaren Ergebnissen führt. Jedoch sollte beachtet werden, dass es aufgrund der begrenzten Stichprobe keine verallgemeinerbare Datengrundlage darstellt. Beim Gutachten wurden die CO₂-Vermeidungskosten unter Einbezug der spezifischen THG-Bilanz von Biomethan sowie dessen Rolle zur Reduzierung der Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen nicht berücksichtigt.

5.1 Schwellenwert

Die vom BDEW entwickelte Methodik zur Berechnung eines Schwellenwerts für netzbetreiberseitige Anschlusskosten basiert auf der Annahme, dass ein **Gesamtkostenminimum** in Abhängigkeit von der **Größe eines Biomethanclusters/Anlage** identifiziert werden kann. Ziel ist es, jene Cluster- bzw. Anlagengröße zu ermitteln, bei der die spezifischen Gesamtkosten (in €/m³/h) minimal ausfallen.

Zur Ermittlung dieses Minimums gilt es vier zentrale Kostenkomponenten in die Analyse einzubeziehen:

- 1. Netzbetreiber-Kapitalkosten**
(z. B. Investitionen in Einspeiseanlagen und Netzanschluss)

2. **Netzbetreiber-Betriebskosten**
3. **Kapitalkosten der Biogasaufbereitungsanlage (BGAA)**
4. **Kapitalkosten des Rohbiogasleitungsnetzes (RBGN)**

Auf Seiten der Biogasaufbereitung und des Rohbiogasnetzes werden bei dieser Herangehensweise ausschließlich Kostenarten berücksichtigt, deren spezifische Höhe in Abhängigkeit von der Clustergröße variieren. Dabei gilt die Annahme, dass die Biogaserzeugungsanlagen bereits vorhanden sind und lediglich die Größe des Clusters – also die zu bündelnde Einspeiseleistung – die variable Planungsgröße darstellt.

Nicht berücksichtigt werden daher:

- **Kosten der Rohbiogaserzeugung**
- **Betriebskosten der Biogasaufbereitungsanlage**, da diese überwiegend variable Energiekosten betreffen, die nicht von der Einspeiseleistung abhängen
- **Kapitalkosten von Rohbiogas-Übergabestationen**
- CO₂-Vermeidungskosten bzw. THG-Minderung durch den Einsatz von Biomethan

Der Schwellenwert wurde als **Minimum der spezifischen Gesamtkosten** definiert. Diese ergeben sich aus der Summe aller betrachteten Komponenten:

- Netzbetreiber-Kapital- und Betriebskosten
- Kapitalkosten der BGAA
- Kapitalkosten des RBGN

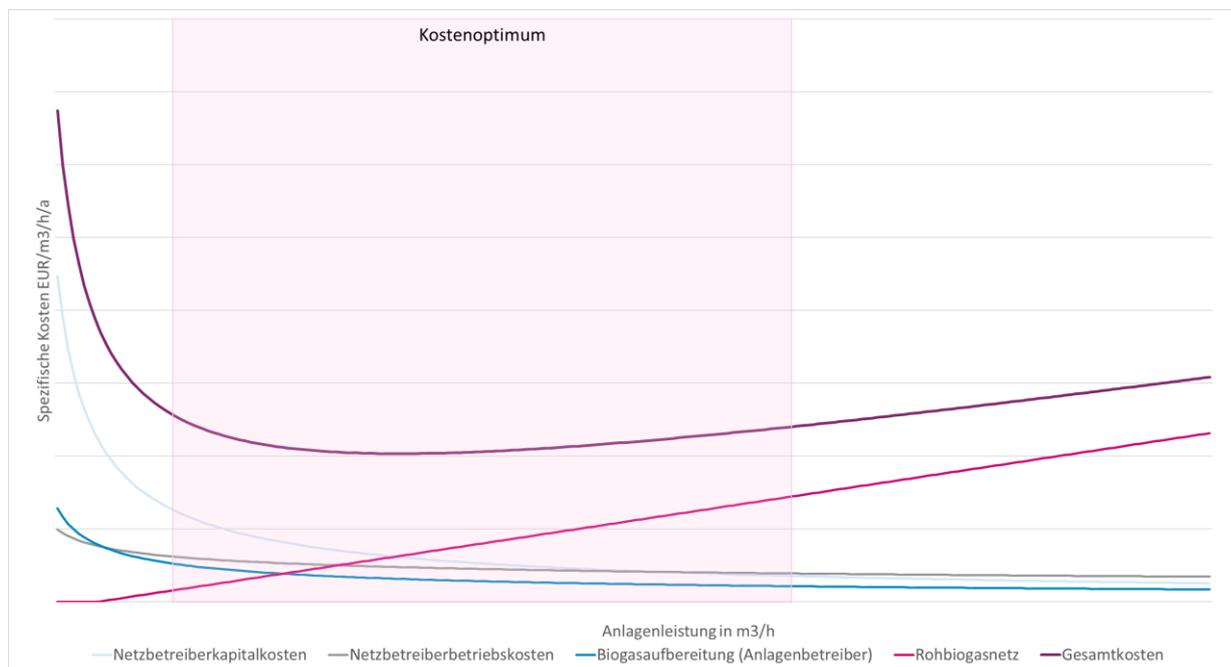


Abbildung 1 Schematische Darstellung des Gesamtkostenminimums

Bei der Modellierung zeigt sich, dass mit steigender Clustergröße die spezifischen Kosten für die Biogaseinspeiseanlage und die Biogasaufbereitungsanlage sinken – bedingt durch Skaleneffekte. Gleichzeitig steigen jedoch die Kosten für das Rohbiogasleitungsnetz an, da längere Transportstrecken erforderlich werden. Die Methodik zielt daher darauf ab, den wirtschaftlich optimalen Punkt zu identifizieren, an dem sich diese Effekte ausgleichen und die spezifischen Gesamtkosten am niedrigsten sind.

Der Schwellenwert stellt die netzseitig anfallenden Kosten dar, die an diesem gesamtwirtschaftlichen Optimum anfallen. Aufgrund der begrenzten Datengrundlage kann die obige Darstellung nur grob indizieren in welchem Bereich ein Schwellenwert liegen könnte.

5.2 Plankostenansatz

Um zu prüfen, ob der Anschluss einer Biomethananlage oder eines Biomethanclusters an das Erdgasnetz den geltenden Schwellenwert überschreitet, wird eine Art „Kostenvoranschlag“ des Netzbetreibers benötigt. Damit die angesetzten Anschlusskosten nachvollziehbar und transparent sind, schlägt der BDEW die Anwendung eines **Plankostenansatzes** vor.

Dieser Ansatz sieht vor, dass für alle notwendigen technischen Komponenten sowie die zugehörigen Betriebskosten des Gasnetzanschlusses sogenannte **Plankosten** festgelegt werden – beispielsweise auf Basis von Durchschnittswerten marktüblicher Preise. Diese Plankosten

sollen von der Bundesnetzagentur (BNetzA) in einem **offiziellen Kostenkatalog** veröffentlicht und **jährlich aktualisiert** werden.

Auf Grundlage dieses Katalogs erstellt der Netzbetreiber eine Aufstellung der für den konkreten Anschluss erforderlichen technischen Komponenten unter Berücksichtigung der **örtlichen Gegebenheiten**. Mit Hilfe der Plankosten werden daraus die voraussichtlichen Investitions- und Betriebskosten berechnet.

Dabei ist stets die **wirtschaftlich günstigste Variante**, also jene mit den **niedrigsten Gesamtkosten** über die geplante Laufzeit (Summe aus Investitions- und Betriebskosten), dem Anschlussnehmer vorzuschlagen und der zuständigen Behörde vorzulegen.

Im Rahmen der Arbeit der Steuerungsgruppe wurden beim BDEW 18 technische Komponenten definiert (siehe Tabelle 1).

Tabelle 1 Technische Komponenten des Netzanschlusses

#	Technische Komponente
1	Anschlussplanung, Baustelleneinrichtung, Abnahmen, Grundstückssicherung, Baustellenüberwachung
2	Allgemeine Anlagen des Netzanschlusses (Messanlagen zur Überwachung G260/G262 (2007), Modulierende Fackel und Überwachung G685, Zähler für geeichte Messung der Abrechnungs- und bilanzierungsrelevanten Messwerte nach G68, Gasdruckregler, Absperrarmaturen, Anschlusspunkt/Einrichtung für Gasmischung und Durchflussregulierung, Gasrückströmsicherung, Blitzschutz, etc.)
3	Sauerstoffentzugsanlage
4	Konditionierung mit Flüssiggas inklusive Messung
5	Konditionierung mit Luft oder Stickstoff
6	Verdichter
7	Odorierung
8	Anschlussleitung (Anbindeleitung und Rückspeiseleitung) ≤1 bar
9	Anschlussleitung (Anbindeleitung und Rückspeiseleitung) >1 bis 16 bar
10	Anschlussleitung (Anbindeleitung und Rückspeiseleitung) >16 bar
11	Verdichter für Rückspeisung

Technische Komponente

- 12** Rohrleitung zum vorgelagerten Netz/benachbarten Netz ≤ 1 bar
- 13** Rohrleitung zum vorgelagerten Netz/benachbarten Netz > 1 bis 16 bar
- 14** Rohrleitung zum vorgelagerten Netz/benachbarten Netz > 16 bar
- 15** Deodorierung
- 16** Zusätzliche Mess-, Regel und Zähleranlagen für Rückspeisung
- 17** Zusätzliche Mess-, Regel und Zähleranlagen für Verbindung benachbartes Netz
- 18** Erweiterung Brennwert-Rekonstruktionssystem (REKO-System)

Liegt der Fall vor, dass die Kosten für den Anschluss oberhalb der festgelegten Kostenobergrenze liegen, stehen dem Anschlussbegehrenden weitere Möglichkeiten offen, um die wirtschaftliche Effizienz seines Projektes zu steigern.

So können gesamtwirtschaftliche Vorteile entstehen, wenn der Anschlussnehmer die Errichtung kostentreibender Anlagen übernimmt. Im Gegensatz zu Netzbetreibern muss der Anschlussnehmer aufgrund seiner Unternehmensgröße meist keine europaweite Ausschreibung vornehmen.

Sofern die Druckbereitstellung durch den Anschlussnehmer in Dienstleistung für den Netzbetreiber erbracht wird, erhält der Anschlussnehmer die anteiligen Betriebs- und Investitionskosten über ein Dienstleistungsentgelt vom Netzbetreiber vergütet. Die Kosten für dieses Dienstleistungsentgelt, werden beim Plankostenansatz berücksichtigt.

Weiterhin besteht die Möglichkeit eines netzbetreiberübergreifenden Variantenvergleichs. Grundsätzlich kommen bei einem Anschlussbegehren für eine Biogasanlage meist mehrere Netzbetreiber für einen Anschluss in Betracht. Auf Basis des Plankostenansatzes kann verglichen werden, bei welchem der infrage kommenden Netzbetreiber der Anschluss der Anlage oder des Clusters am günstigsten zu realisieren wäre.

Grundsätzlich sollte gelten, dass das Anschlussbegehren bei demjenigen Netzbetreiber gestellt werden muss, der am nächsten zum geplanten Standort liegt. Dieser ist dann Verfahrensführer und beantragt ggf. Anschlussprüfungen in angrenzenden Netzen, wenn er Anhaltspunkte dafür hat, dass eine Anschlusslösung von angrenzenden Netzbetreibern günstiger bewerkstelligt werden kann.

Wird trotz der genannten Möglichkeiten der Kostensenkung der Schwellenwert überschritten, trägt der Anschlussnehmer die Mehrkosten für Invest- und Betriebskosten, die über die Kosten des effizienten Anschlusses hinausgehen, vollständig.

Hierbei ist zu beachten, dass mit Einführung des Schwellenwertes auch die vom Anschlussnehmer beantragte Nennleistung, auf Basis dessen der Schwellenwert berechnet wird, im Netzan-schlussvertrag verbindlicher geregelt werden muss, um einen potenziellen Missbrauch der Be-rechnungsmethodik auszuschließen. Dies könnte zum Beispiel dadurch gelöst werden, dass im Jahresdurchschnitt 85 % der Nennleistung erreicht werden muss.