



dena-KURZANALYSE

Vermiedene Netzkosten

Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der Einspeisung von erneuerbaren Gasen

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)

Chausseestraße 128 a

10115 Berlin

Tel: +49 (0)30 66 777 - 735

Fax: +49 (0)30 66 777 - 699

E-Mail: reinholz@dena.de

Internet: www.dena.de

Autoren

Toni Reinholz, dena

Dr. Christine Kühnel, dena

Stand: 07/2018

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena.

Diese Publikation wurde erstellt mit freundlicher Unterstützung durch

BALANCE VNG Bioenergie GmbH, BayWa r.e. Bioenergy GmbH, Biogasrat+ e. V., E.ON Bioerdgas GmbH, Erdgas Südwest GmbH, innogy SE, IGB NAWARO Bioenergie GmbH & Co.KG, schwaben regenerativ gmbh.

Inhalt

Impressum	2
1 Zusammenfassung	4
2 Hintergrund	6
3 Marktsituation von Biomethan unter gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen	7
4 Bedeutung der vermiedenen Netzkosten für die Biomethaneinspeisung in Deutschland	8
4.1 Gestehungskosten von Biomethananlagen.....	8
4.2 Marktübliche Erlösmöglichkeiten von Biomethananlagen.....	9
4.3 Fazit	10

1 Zusammenfassung

- Der Kostenvermeidungseffekt der Biomethaneinspeisung auf die vorgelagerten Netzebenen wird vom Gesetzgeber durch die Erstattung der vermiedenen Netzkosten berücksichtigt. Allerdings wurde diese 2010 auf zehn Jahre begrenzt, obwohl der Kostenvermeidungseffekt über die Dauer der Einspeisung anfällt.
- Die Analyse von 18 Biogaseinspeiseanlagen mit einem Anteil von ca. 15 Prozent am gesamten Einspeisevolumen 2017 zeigt, dass die vermiedenen Netzkosten von Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit von Biomethananlagen sind.
- Erzielte Kostensenkungen der letzten Jahre stehen Kostentreibern wie z. B. neue genehmigungsrechtliche Auflagen für Biomethanerzeugungsanlagen und steigende Stromkosten gegenüber.
- Für einen signifikanten Anteil der Bestandsanlagen bedeutet der Wegfall der vermiedenen Netzkosten aufgrund der zehnjährigen Befristung gemäß §20 GasNEV den Verlust der Wirtschaftlichkeit. Hierdurch ist der Weiterbetrieb dieser Anlagen stark gefährdet.
- Bis Ende 2020 wird jede vierte der heutigen Anlagen mit einem Anteil von ca. 30 Prozent an der gesamten produzierten Biomethanmenge keine Entgelte für vermiedene Netzkosten mehr erhalten. Es ist davon auszugehen, dass spätestens im Jahr 2027 ein Großteil der heute noch im Betrieb befindlichen Biomethaneinspeiseanlagen außer Betrieb gegangen sein wird, wenn sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht verbessern.
- Wenn diese Anlagen außer Betrieb gehen, entfällt ein wichtiger Beitrag zum Klimaschutz in der Energiewirtschaft, im Verkehr, in der Industrie und im Gebäudebereich. Die CO₂-Vermeidung durch Biomethan betrug 2017 3,4 Mio. Tonnen, das Vermeidungspotenzial liegt bei 37 Mio. t CO₂ äq pro Jahr.
- Auch bereits getätigte Investitionen der letzten Jahre auf Seiten der Biogaserzeuger und Netzbetreiber in Biogaserzeugung, -aufbereitung und Einspeisung gingen verloren.
- Rund 1.000 direkt und weitere indirekt abhängige Arbeitsplätze in einer ähnlichen Größenordnung aus den Bereichen Landwirtschaft, Anlagenbau, Anlagenbetrieb, Wartung und Inspektion sowie Auditierung vornehmlich im strukturschwachen ländlichen Raum sind bedroht.
- Um den wirtschaftlichen Verlust der vermiedenen Netzkosten bei Bestandsanlagen zu kompensieren und den Erhalt von Bestandsanlagen zu gewährleisten, empfiehlt bspw. der BDEW die Fortführung der vermiedenen Netzkosten für zehn Jahre analog der EEG-Förderdauer.

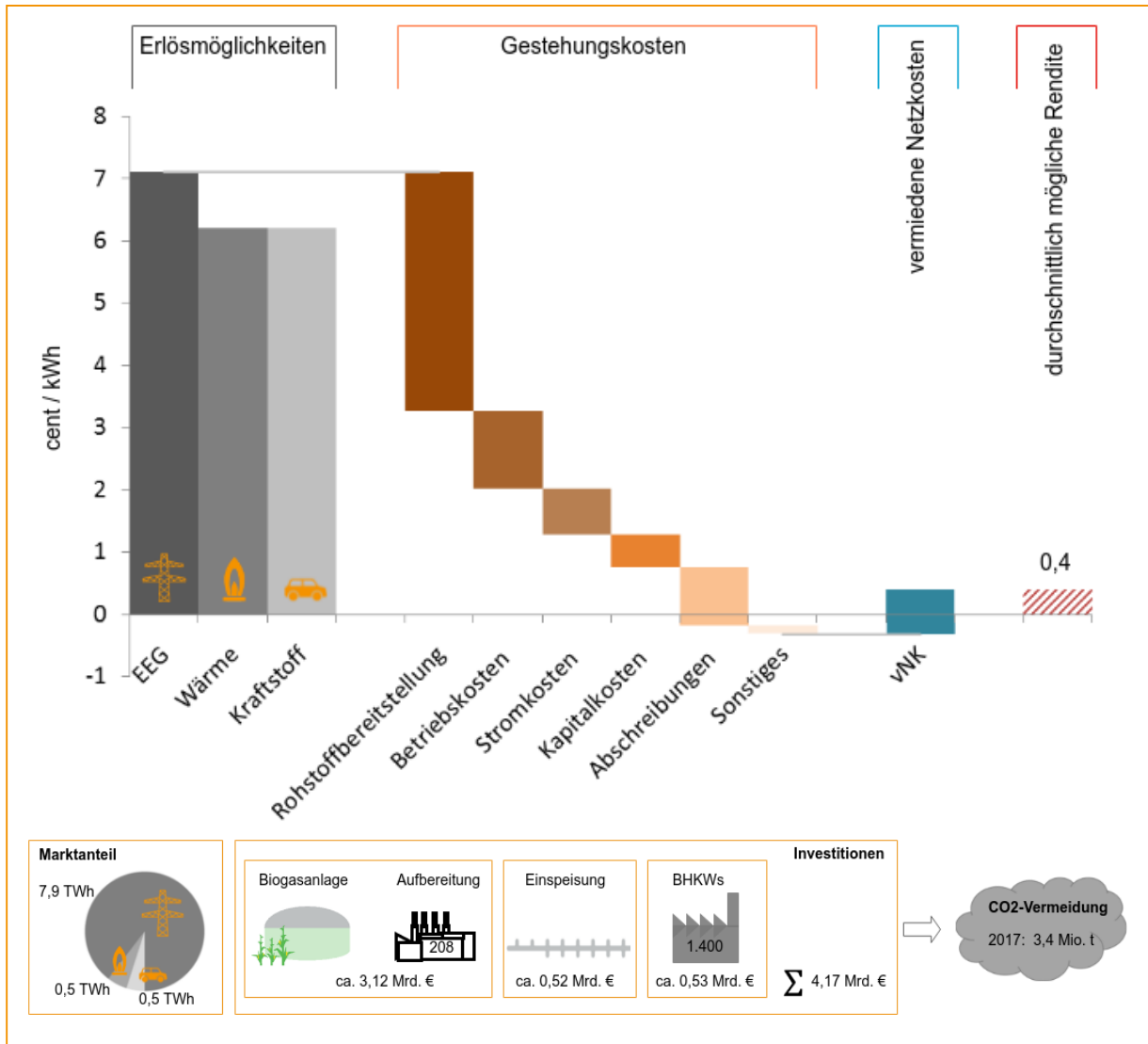


Abbildung 1 Gegenüberstellung der Gestehungskosten und marktüblichen Erlöse einer Kilowattstunde Biomethan, Darstellung des Marktanteils der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr sowie der bereits erfolgten Investitionen (eigene Berechnungen) und der CO₂-Vermeidung durch den Einsatz von Biomethan 2017.

2 Hintergrund

Klimaschutzziel der Bundesregierung ist die Reduktion der Emissionen von Treibhausgasen bis 2050 von 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990. Die Einspeisung von Biomethan in das Gasnetz ermöglicht den Einsatz zur treibhausgasneutralen Energieversorgung im Verkehr, in der Industrie und im Gebäudebereich sowie zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Darüber hinaus setzt die Biogasbranche in Deutschland rund acht Mrd. Euro um und sichert rund 40.000 Arbeitsplätze¹, viele davon im strukturschwachen ländlichen Raum. Die beim Einsatz des nachhaltig erzeugbaren Potenzials von 100 TWh_{HS}² Biomethan in KWK-Anlagen erreichbare Treibhausgasvermeidung würde rund 37 Mio. t CO₂ äq pro Jahr³ betragen.

2008 wurde im § 20a Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) geregelt, dass Biogastransportkunden ein Entgelt in Höhe von 0,7 ct/kWh für vermiedene Netzkosten (vNK) erhalten. Bei der dezentralen Einspeisung von Biomethan wird die Einspeisung vorgelagerter Netze nicht in Anspruch genommen. In diesem Fall sind keine Netzentgelte an das vorgelagerte Netz zu entrichten, diese werden dem Sinn nach vermieden. Die Ersparnisse der Netzkosten zum vorgelagerten Netz werden an die dezentralen Einspeiser in Form von vNK weitergereicht. Anders als die Förderung der Stromerzeugung aus Biomethan stellen die vermiedenen Netzkosten eine pro Kilowattstunde eingespeistes Biomethan pauschalierte Rückzahlung vermiedener Kosten dar. 2010 wurde eine Befristung dieser Zahlung auf zehn Jahre in der GasNEV eingeführt, ohne eine Übergangsregelung aufzunehmen, obwohl der Kostenvermeidungseffekt über die Dauer der Einspeisung anfällt. Auf der Erzeugungsseite endet daher in den kommenden Jahren für die ersten Biomethaneinspeiseanlagen der Anspruch auf die Zahlung der vNK. Seit der Errichtung der ersten Biomethan-Einspeiseanlage im Jahr 2006 sind bis heute 208 Anlagen in Betrieb genommen worden (Stand April 2018). Die 2017 eingespeiste Menge betrug 9,8 TWh⁴. Bis Ende 2020 wird knapp ein Viertel der heutigen Anlagen mit einem Anteil von ca. 30 Prozent an der gesamten produzierten Biomethanmenge keine vNK mehr erhalten. Hierdurch verschärft sich die Konkurrenz zum kostengünstigen fossilen Erdgas. Die Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen wird im Folgenden untersucht.

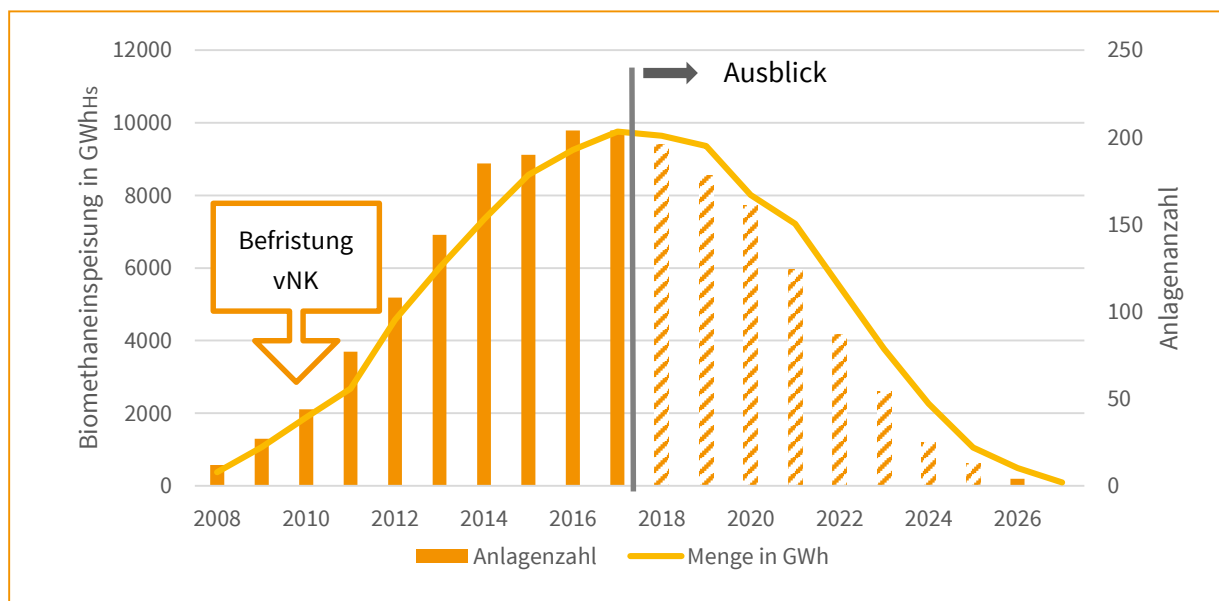


Abbildung 2 Entwicklung Anlagenzahl und Biomethanmengen unter Berücksichtigung Befristung vNK (Quelle: eigene Berechnungen).

¹ Vgl. BDEW-Positionspapier § 20a GasNEV Entgelt für vermiedene Netzkosten für die Einspeisung von Biogas vom 30. Januar 2018.

² Vgl. dena-Analyse Rolle und Beitrag Biomethan.

³ Vgl. Broschüre Biogaspartner 2017.

⁴ Vgl. Branchenbarometer Biomethan 2017/18.

3 Marktsituation von Biomethan unter gegebenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

Erlösmöglichkeiten für Biomethanproduzenten ergeben sich vor allem aus dem EEG, welches den Einsatz von Biomasse in Kraftwärmekopplungsanlagen mit festen Vergütungssätzen für den daraus erzeugten und eingespeisten Strom fördert. Mit der Einführung des EEG 2014 wurden die Fördersätze für Biomasse signifikant gesenkt. Mit dem EEG 2017 wird diese künftig weitestgehend im Rahmen von Ausschreibungen ermittelt. Trotz der Vorteile der Biomethanherzeugung und -nutzung sind die Rahmenbedingungen für Neuanlagen insbesondere in Konkurrenz zu Erdgas-KWK ungünstig. An der ersten Ausschreibungsrunde beteiligte sich lediglich ein Biomethan-BHKW.

2016 betrug der Anteil des in EEG-geförderten BHKWs eingesetzten Biomethans am gesamten Biomethanabsatz 90 Prozent. Spätestens mit dem Auslaufen der EEG-Vergütung ab dem Jahr 2026 ist mit einem deutlichen Rückgang der Anlagenzahl bei diesen Biomethan-BHKW zu rechnen. Hinzu kommt, dass der Grenzübergangspreis für Erdgas zwischen 2012 und 2016 kontinuierlich gesunken ist und 2016 im Durchschnitt bei 1,5 ct/kWh lag⁵. So hat die Anzahl der von Biomethan auf Erdgas umgestellten oder stillgelegten BHKW seit 2013 kontinuierlich zugenommen und lag bis 2016 in Summe bei 389 Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von rund 82 MW. Der große Preisvorteil von Erdgas gegenüber Biomethan wird die Zahl der Biomethan-BHKW auch zukünftig weiter verringern.

Im Verkehrssektor wird Biomethan als Kraftstoff eingesetzt, angereizt unter anderem durch die Treibhausgasminderungsquote (THG-Quote). Mit Inkrafttreten der 38. BImSchV seit Anfang des Jahres kann das fossile Erdgas ebenfalls auf die THG-Quote angerechnet werden. Der niedrige Erdgaspreis wiegt die geringere Treibhausgaseinsparung durch Erdgas auf und führt zu ähnlichen THG-Vermeidungskosten wie Biomethan. Daher konkurriert Biomethan seitdem auch an der Tankstelle direkt mit Erdgas. Im Gegensatz zu Biomethan werden an Erdgas praktisch keine Nachweisanforderungen gestellt. Somit ist momentan eine Verdrängung von Biomethan hin zu Erdgas im Kraftstoffmarkt festzustellen. Bei gleichbleibenden Rahmenbedingungen ist daher davon auszugehen, dass auch hier die Vermarktung von Biomethan in den nächsten Jahren zurückgehen wird.

Der Biomethaneinsatz in der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung stellt derzeit eine der effizientesten und ökologischsten Technologieoptionen für die von der Bundesregierung angestrebte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Wärme auf 14 Prozent im Jahr 2020 dar. Insbesondere dort, wo andere erneuerbare Technologien oder Maßnahmen zur Senkung des fossilen Energiebedarfs aus baulichen Gründen nicht in erforderlichem Maße anwendbar sind, ist auch die Nutzung von Biomethan in reinen Wärmeanwendungen eine sinnvolle Alternative. In 2015 wurden rund 2,7 Prozent der erneuerbaren Wärme aus Biomethan produziert. Dies ist insbesondere auf die Wärmeauskopplung von Biomethan-BHKW und die Verwendung von Biomethan als Beimischprodukt für das direkte Heizen oder Kochen zurückzuführen. Allerdings steht Biomethan auch im Wärmemarkt im direkten Wettbewerb mit Erdgas, dessen Einsatz in Kraft-Wärme-Kopplung im Rahmen der KWK-Förderung unterstützt wird.

So führt der große Preisvorteil von Erdgas gegenüber Biomethan zu einer Verdrängung von Biomethan durch Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung und im Kraftstoffmarkt.

⁵ Vgl. Monatliche Entwicklung des Grenzübergangspreises, Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2018.

4 Bedeutung der vermiedenen Netzkosten für die Biomethaneinspeisung in Deutschland

Um die Auswirkungen des Wegfalls der vNK auf die Wirtschaftlichkeit der Biomethananlagen zu untersuchen, wurden Daten zu 18 Anlagen aus den Jahren 2009 bis 2017 erhoben und ausgewertet. Die Anlagengrößen variieren zwischen 500 bis 1.200 Nm³/h Biomethan. Eine Anlage setzt ausschließlich Abfall und Reststoffe zur Erzeugung von Biomethan ein. Die restlichen Anlagen verarbeiten überwiegend nachwachsende Rohstoffe. Fünf dieser Anlagen haben zudem einen signifikanten Anteil an landwirtschaftlichen Reststoffen von 10 bis 25 Prozent. Die Anlagen haben gemeinsam einen Anteil von ca. 15 Prozent am gesamten Einspeisevolumen 2017. Die Verteilung der Stichprobe hinsichtlich der Anlagengröße spiegelt nicht den Gesamtmarkt für Anlagen ab 500 Nm³/h wider, da große Anlagen (Aufbereitungskapazität gleich oder größer 1.000 Nm³/h) überrepräsentiert sind. In der Befragung wurden Daten zu den Kostenbestandteilen Rohstoffbereitstellung, Betriebskosten, Stromkosten, Kapitalkosten, Abschreibungen und sonstige Kosten (Overhead) gesammelt. Die Angaben von drei Anlagen bezogen sich ausschließlich auf die Aufbereitungsanlage. Diese machten Angaben zu den Rohgasbezugskosten, Betriebskosten, Stromkosten, Kapitalkosten, Abschreibungen und sonstigen Kosten (Overhead). Bei einer Anlage konnten die Kosten nicht plausibel aufgeschlüsselt werden. Eine weitere Anlage machte keine Angaben zu den Kapitalkosten. Aufgrund fehlender Vergleichbarkeit werden die beiden Anlagen im Folgenden nicht weiter betrachtet.

4.1 Gestehungskosten von Biomethananlagen

Die Gestehungskosten der ausgewerteten Anlagen pro erzeugte Kilowattstunde Biomethan variieren in Abhängigkeit der erzeugten Biomethanmenge und der Höhe der Aufwendungen für die unterschiedlichen Kostenbestandteile. Die durchschnittlichen Gestehungskosten pro Anlage und Jahr liegen in einer Bandbreite von 6,74 ct/kWh bis 8,60 ct/kWh. Das erste Jahr der Inbetriebnahme der Anlagen wurde dabei außen vorge lassen, da gerade hier außerordentliche Aufwendungen in der Startphase zu berücksichtigen sind, welche das Gesamtbild verzerren würden. Des Weiteren konnten die Kosten für das aufbereitete und in das Erdgasnetz eingespeiste Biomethan nicht immer von den Kosten des vor Ort im BHKW genutzten Rohbiogas getrennt werden. Da die ungefähren Gasverbräuche der BHKW bekannt sind, wurde dies in den spezifischen Kosten für das Biomethan durch einen Anpassungsfaktor von 1,1 berücksichtigt, um so den Kosten der Aufbereitung des Rohbiogases Rechnung zu tragen. Die Anteile der einzelnen Kostenblöcke an den gesamten Gestehungskosten sind in Abbildung 3 dargestellt. Elf Anlagen weisen durchschnittliche Gestehungskosten von über 7 ct/kWh auf, davon sieben Anlagen sogar über 7,5 ct/kWh. Über den gesamten betrachteten Zeitraum hatten vier Anlagen in mehreren Jahren Gestehungskosten von über 8 ct/kWh. Im Mittel über mehrere Jahre liegt jedoch nur eine Anlage bei über 8 ct/kWh Gestehungskosten.

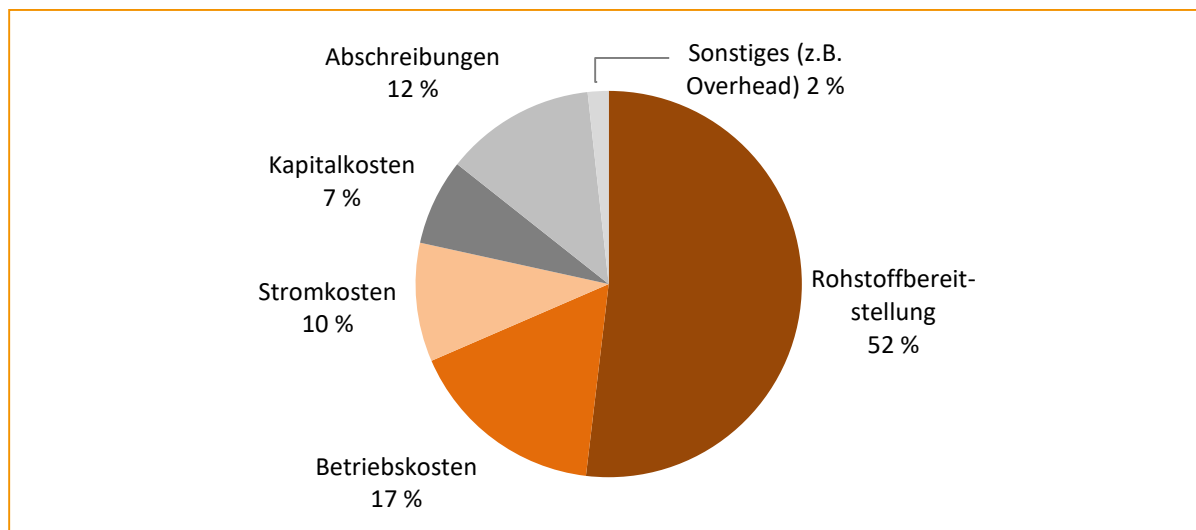


Abbildung 3 Anteil der Kostenbestandteile an den Gesteungskosten.

In Abbildung 3 wird deutlich, dass die Rohstoffbereitstellung den größten Kostenblock an der Biomethan-erzeugung darstellt. Die Auswertung hat gezeigt, dass die Rohstoffkosten für die meisten Anlagen über die vergangenen Jahre eher konstant geblieben sind. Dies wird auch durch den Substratpreisindex des Fachverbands Biogas e. V. (Stand: Januar 2018) bestätigt. Die Betriebskosten konnten über die Jahre bei fast allen Anlagen gesenkt werden. Lediglich bei vier Anlagen sind diese deutlich gestiegen. Der weit überwiegende Teil der Anlagen zeigt einen Anstieg der Stromkosten, welcher die erreichten Einsparungen bei den Betriebskosten in vielen Fällen kompensiert. Die Kapitalkosten und Abschreibungen sowie die sonstigen Kosten sind über die Jahre annähernd konstant geblieben. Über alle Jahre betrachtet bleiben somit die Gesteungskosten der meisten Anlagen mehr oder weniger konstant. Lediglich fünf Anlagen weisen Kosteneinsparungen von 0,4 bis 0,8 ct/kWh auf. Zwei Anlagen weisen Kostensteigerungen von 0,4 bis 0,5 ct/kWh auf. **Damit konnten bei 70 Prozent der Anlagen im Betrachtungszeitraum keine Kostensenkungen verzeichnet werden.**

Nach Angaben des Hauptverbands der landwirtschaftlichen Buchstellen und Sachverständigen e. V. übersteigt die Abschreibungsdauer einer Biomethananlage deutlich zehn Jahre⁶. Neue Anforderungen wie bspw. die Düngemittelverordnung und die Störfallverordnung machen zusätzliche Investitionen in Bestandsanlagen notwendig, welche sich auch in höheren Betriebskosten niederschlagen. Es ist zudem davon auszugehen, dass die Anlagen, insofern sie weiterbetrieben werden, zukünftig Investitionen in Repoweringmaßnahmen vornehmen werden. Dadurch würden auch in Zukunft Kapitalkosten und Investitionskosten anfallen.

4.2 Marktübliche Erlösmöglichkeiten von Biomethananlagen

Die zu erzielenden Erlöse für Biomethan richten sich vornehmlich an den Vergütungssätzen des EEG aus, da dies derzeit der größte Absatzmarkt ist. Im EEG hängen die Erlöse von der Aufbereitungskapazität oder den eingesetzten Einsatzstoffen ab. Laut einer Umfrage zu möglichen Erlösen aus dem Jahr 2017 von 18 Unternehmen, dessen Portfolios in Summe 62 Biomethaneinspeiseanlagen mit einer Produktionsmenge von 3,4 TWh repräsentieren, lagen die Erlösmöglichkeiten für Biomethan 2017 zwischen 6,7 und 7,9 ct/kWh, mit einem Mittelwert von 7,1 ct/kWh. Im Kraftstoff und Wärmemarkt sind derzeit ca. 6,2 ct/kWh zu erzielen. In den nächsten Jahren laufen viele Lieferverträge für Biomethan aus⁷. Aufgrund der anstehenden Neuverhandlungen besteht eine deutliche Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Erlöse für Biomethan.

⁶ Vgl. Verlautbarung des HLBS-Steuerausschusses 1/2010, Hauptverband der landwirtschaftlichen Buchstellen und Sachverständigen e. V.

⁷ Branchenbarometer Biomethan 2017/18

Die Gegenüberstellung der durchschnittlichen Biomethangestehungskosten und der möglichen Erlöse pro kWh zeigt, dass elf Anlagen mit ihren Gestehungskosten über den durchschnittlich möglichen Erlösen (exklusive vNK) liegen (siehe Abbildung 4). Erst wenn die Einkünfte aus vermiedenen Netzentgelten den Erlösen hinzugerechnet werden, übersteigen die Gesamterlöse bei neun der elf Anlagen wieder die durchschnittlichen Gestehungskosten. **Dies macht deutlich, dass die vNK eine wichtige Komponente für die Wirtschaftlichkeit eines Großteils der Anlagen darstellen.**

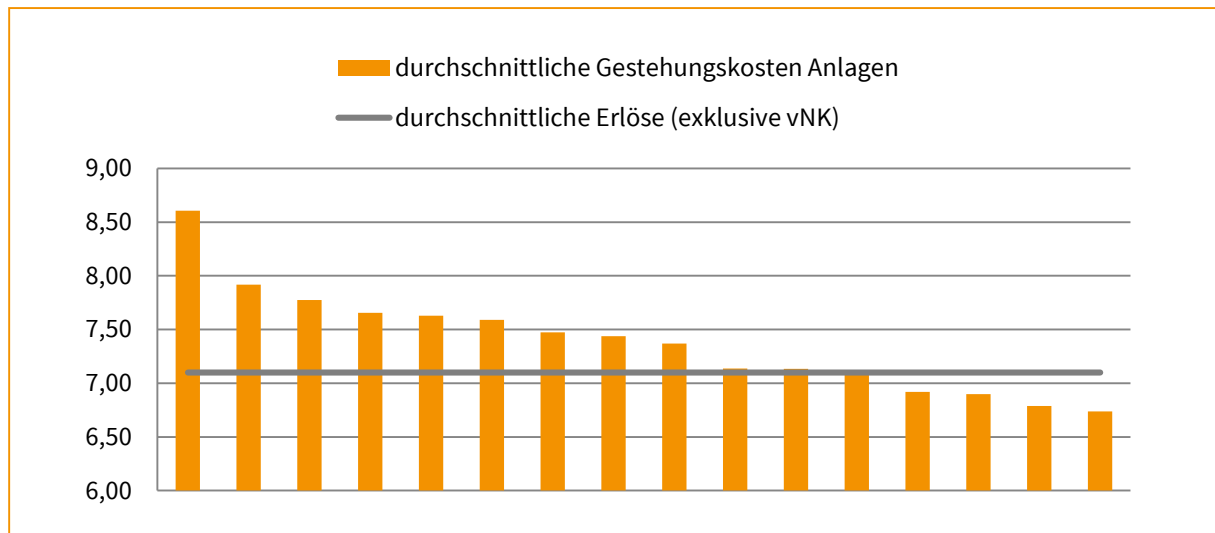


Abbildung 4 Gegenüberstellung durchschnittlicher Kosten und Erlöse von 16 Biomethananlagen ohne vermiedene Netzkosten.

4.3 Fazit

- Die vermiedenen Netzkosten sind unter gegebenen Rahmenbedingungen für eine relevante Anzahl der Biomethanbestandsanlagen Voraussetzung für den wirtschaftlichen Betrieb.
- Die Bereitstellungskosten für Biomethan konnten trotz Effizienzsteigerungen nicht gesenkt werden. Verhindert haben das vor allem Kostentreiber wie z. B. neue genehmigungsrechtliche Auflagen für Biomethanerzeugungsanlagen und steigende Stromkosten.
- Für einen signifikanten Anteil der Bestandsanlagen wird sich der Wegfall der vNK in einem Verlust ihrer Wirtschaftlichkeit äußern, wodurch der Weiterbetrieb dieser Anlagen stark gefährdet ist. Gleichzeitig geht die Anzahl der Biomethan-BHKW und damit ein relevanter Anteil des Absatzmarkts für Biomethan zurück. Daher sind sowohl aus dem EEG als auch aus den Verbrauchssektoren Wärme und Verkehr keine Preissignale für Biomethan zu erwarten, die den wirtschaftlichen Verlust der vNK kompensieren könnten.
- Biomethan steht in allen Anwendungsbereichen in direkter Konkurrenz zum derzeit günstigen fossilem Erdgas. Ohne eine Verbesserung der Rahmenbedingungen wird Biomethan wirtschaftlich weiter an Attraktivität verlieren und zunehmend durch Erdgas substituiert. Die ökologischen Vorteile von Biomethan gegenüber Erdgas und anderen fossilen Energieträgern gehen dabei ebenso verloren wie die bereits getätigten Investitionen in Biomethanerzeugungsanlagen sowie Einspeiseanlagen. Diese belaufen sich nach eigenen Berechnungen in Summe auf ca. 4,17 Mrd. Euro.
- Die Verlängerung des Zahlungszeitraums der vNK um weitere zehn Jahre und damit eine Angleichung an die Förderdauer auf Verbrauchsseite durch das EEG⁸ kann zum Erhalt von Bestandsanlagen beitragen.

⁸ Vgl. Positionspapier § 20a GasNEV Entgelt für vermiedene Netzkosten für die Einspeisung von Biogas (Januar 2018).

