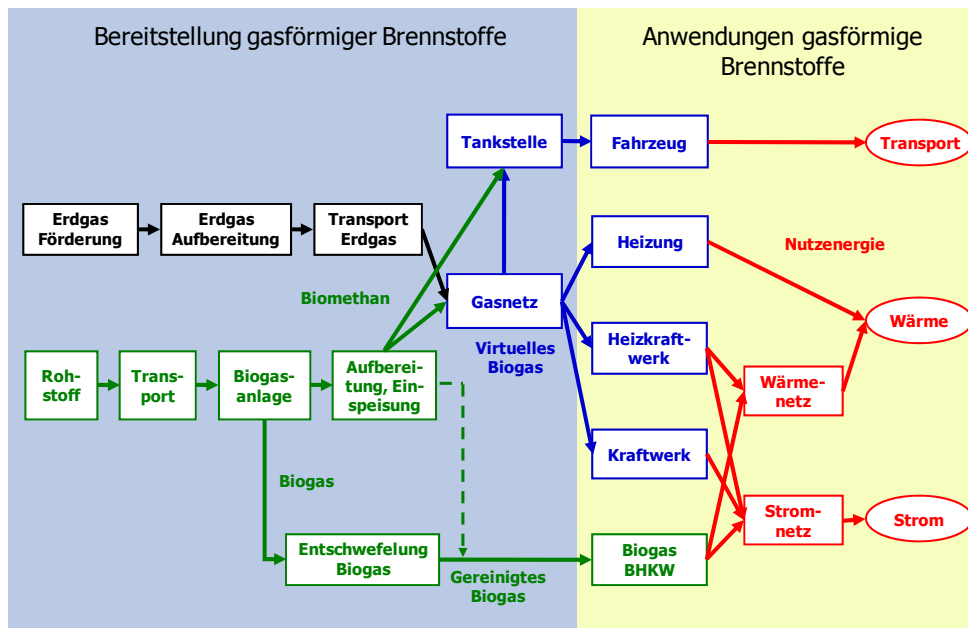


WIRTSCHAFTLICHKEIT VON BIOMETHAN NUTZUNGSPFADEN

DI (FH) Daniel SCHINNERL^{*1}, DDI Jan W. Bleyl-Androschin², Dr. Michael Eder³

Mit der Aufbereitung von Biogas zu Biomethan in Erdgasqualität kann ein erneuerbarer Energieträger nahezu ortsunabhängig im gesamten Bereich des Erdgasverteilnetzes verfügbar gemacht werden. Hieraus ergeben sich vielfältige Anwendungs- und Substitutionsmöglichkeiten sowohl im Verkehrssektor (Stichwort Gastankstellen und -fahrzeuge) als auch für die stationäre Verbrennung in hocheffizienten dezentralen KWK-Anlagen oder in Heizanlagen. Eine Übersicht der unterschiedlichen Nutzungspfade und ihrer Referenzpfade ist in der Abbildung unten dargestellt, wobei die Biomethan-Pfade von der agrarischen Gärrohstoffherzeugung über die Biogaserzeugung und –aufbereitung, die Gasnetzeinspeisung oder direkte Nutzung ohne Einspeisung bis hin zur Endenergienutzung und Bereitstellung der Energiedienstleistungen der Sektoren Transport, Wärme und Strom dargestellt sind.

Politische Zielsetzungen, wie sie in der EU-Richtlinie über erneuerbare Energien (Ziel: 20% erneuerbare Energien am Strom-, Wärme- und Verkehrssektor bis 2020) und in der österreichischen Klimastrategie 2007 (Ziel: 20% alternative Kraftstoffe bis 2020 und Methan-Kraftstoffsorte mit min. 20% Biomethan-Anteil bis 2010) formuliert sind, verlangen nach Konzepten, die eine Verteilung des Biomethans über das Erdgasnetz einbeziehen. Wie hoch sind aber die betriebswirtschaftlichen Gestehungskosten einer Verwendung des Biogases mit Aufbereitung und Netzeinspeisung im Vergleich zum Erdgaspreis bzw. wie stark wirken sich die höheren Biomethankosten auf die Kosten der Energiedienstleistungen aus?



Methodik

Für die Kostenanalyse der Biomethan-Gestehungskosten wurden für 10 österreichtypische Biomethanpfade die Vollkosten von der Rohstoffherzeugung bis zur Einspeisung ins Netz ermittelt. Die Wirtschaftlichkeit der Energiedienstleistungen wurde auf Basis von marktüblichen Anwendungen untersucht und auch die Kosten des Erdgasnetzes, der Erdgasabgabe und der Gas-Tankstelle berücksichtigt. Die Analysen basieren auf dem wirtschaftlichen Vollkostenvergleich (Preisbasis 2008) mit einer Betrachtungszeit von 15 Jahre (ausgenommen PKW 10 Jahre), einem Finanzierungszinssatz von 5 % und keine Berücksichtigung von Förderungen.

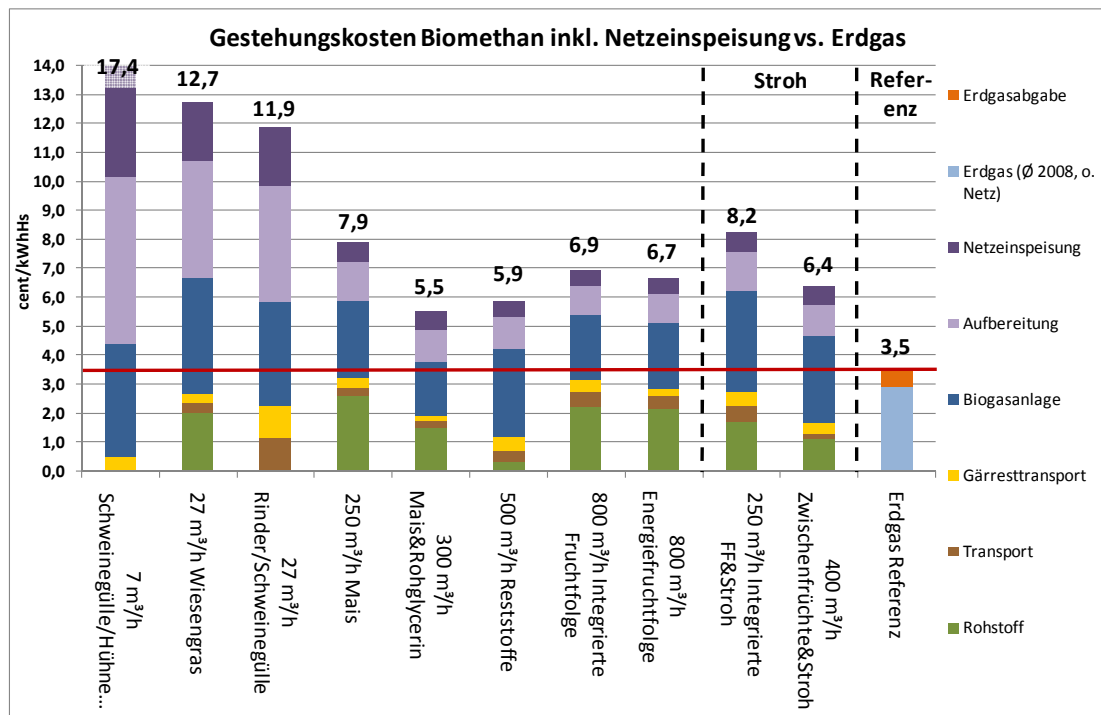
¹ Grazer Energieagentur, 8010 Graz, 0316/811848-15, schinnerl@grazer-ea.at, www.grazer-ea.at

² Grazer Energieagentur, 8010 Graz, 0316/811848-20, bleyl@grazer-ea.at, www.grazer-ea.at

³ Universität für Bodenkultur, 1180 Wien, 01/47654-3553, michael.eder@boku.ac.at

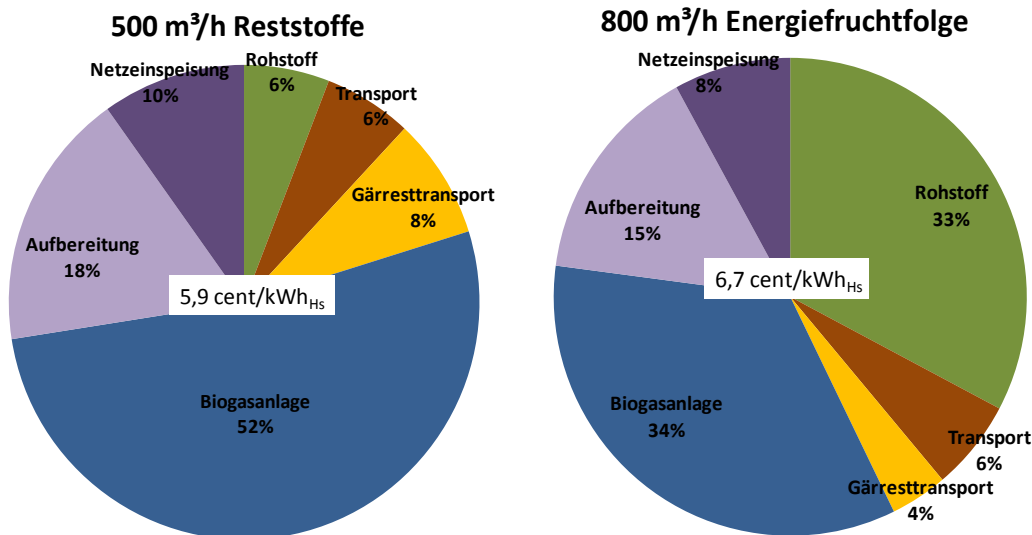
Biomethan-Gestehungskosten bis ins Erdgasnetz

Im Diagramm sind die Kostenstruktur der Biomethanpfade mit einer Einspeiseleistung von 7 bis 800 m³/h Biomethan ins Erdgasnetz und des Referenzsystem Erdgas zusammengefasst und verglichen.



Die günstigsten Biomethan-Gestehungskosten liegen um 57 % über dem Referenzpreis für Erdgas und die Kosten der Pfade mit einer Leistung von 250 bis 800 m³/h liegen um durchschnittlichen 94 % darüber. Die Kosten der Biomethanpfade mit einer Einspeiseleistung < 50 m³/h liegen unter den gegebenen Bedingungen um mehr als 200 % über dem Erdgasreferenzpreis und entfallen aus Kostengründen für die weiteren Berechnungen. Die Ergebnisse zeigen im Bereich zwischen 7 und 250 m³/h auch eine deutliche Kostendegression mit zunehmender Anlagengröße, trotz unterschiedlicher Rohstoffe, Fermentations- und Aufbereitungstechnologien.

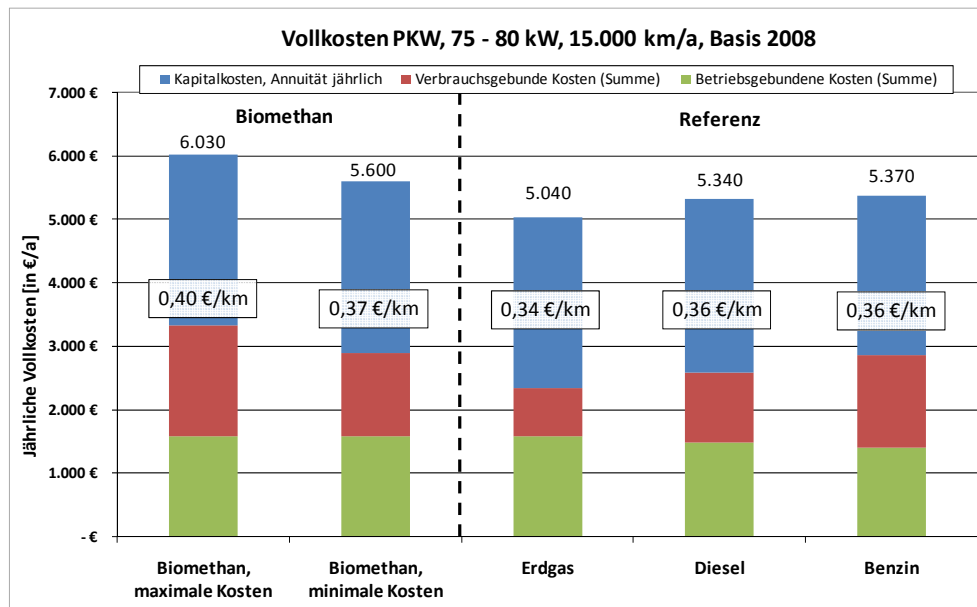
Die Kostenanteile der einzelnen Komponenten sind stark unterschiedlich, aufgrund der unterschiedlichen Rohstoffe und Technologien. Bei Anlagen ≥ 250 m³/h Biomethaneinspeisung bewegen sich die Kosten für Rohstoffe (inkl. Transporte) bei 20 – 45 %, die Kosten der Biogasanlage bei 33 – 52 % und die Kosten der Aufbereitung und Einspeisung bei 22 – 32 % - das heißt die Biogasanlage ist der wichtigste Kostenfaktor. Beispielhaft sind in den beiden Kreisdiagrammen die Kostenanteile der einzelnen Komponenten der Nutzungspfade „500 m³/h Reststoffe“ und „800 m³/h Energiefruchtfolge“ ausgehend vom Rohstoff bis zur Erdgasnetzeinspeisung dargestellt.



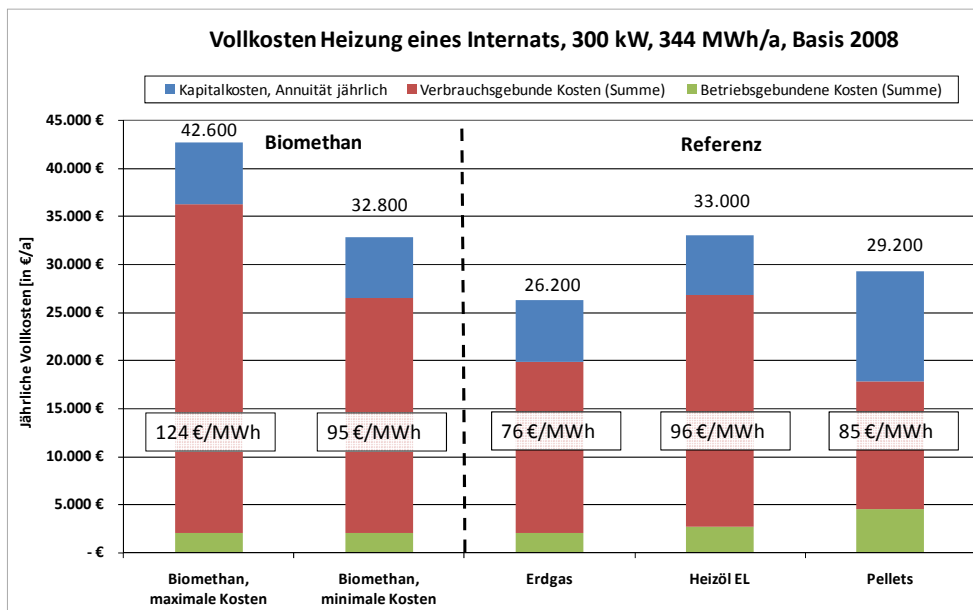
Vollkostenvergleich von Energiedienstleistungen

Von den Biomethanpfaden mit einer Einspeiseleistung von 250 bis 800 m³/h wurden die Pfade mit den minimalen Kosten von 55 €/MWh_{HS} und mit den maximalen von 82 €/MWh_{HS} für den wirtschaftlichen Vergleich mit den Referenzsystemen herangezogen.

Das Beispiel eines Mittelklasse-PKW's ist im nächsten Diagramm dargestellt: Die Kosten der Biomethan-Pfade für die Anwendung in einem PKW liegen ca. 10 bis 20 % über der Erdgas-Referenz, aber nur ca. 5 bis 15 % über der Diesel- bzw. Benzin-Referenz.



Das Beispiel einer 300 kW Heizung eines Internats ist im nächsten Diagramm dargestellt: Der Vergleich eines Gas-Brennwertkessels, eines Öl-Kessels und eines Pellets-Kessels ergibt, dass die jährlichen Vollkosten der Biomethan-Pfade gegenüber Erdgas ca. 25 bis 65 %, gegenüber Öl nur ca. 0 bis 30 % und gegenüber Pellets ca. 10 bis 45 % höher sind. In den spezifischen Kosten von 95 bis 124 €/MWh Nutzenergie machen die verbrauchsgebundenen Biomethan-Kosten einen Anteil von 70 bis 80 % aus. Beide Beispiele zeigen, dass der Anteil der verbrauchsgebundenen Kosten wegen der höheren Biomethankosten einen großen Einfluss auf die Vollkosten hat.



Ein Gas-Mischprodukt mit beispielsweise 20% Biomethan und Erdgas hätte auf die Kosten der Energiedienstleistungen einen entsprechend geringeren Einfluss. Wenn dazu wieder die minimalen und maximalen Biomethan-Kosten herangezogen werden und diese mit dem durchschnittlichen Erdgas-Preis gemittelt werden, können Kosten zwischen 53,2 bis 58,6 €/MWh erzielt werden, welche nur ca. 10 bis 20 % über dem Erdgas-Preis liegen (Endkundenpreis für eine 300 kW Anlage, 360 MWh, inkl. Netzkosten, inkl. Erdgasabgabe auf das gesamte Gas).

Die nächsten Schritte werden weitere Berechnungen von verschiedenen Energiedienstleistungen, Break-Even Analysen und Sensitivitätsanalysen sein.

Diese Veröffentlichung wurde im Rahmen des Projektes „Biogas Gesamtbewertung“, www.virtuellesbiogas.at, erstellt und enthält vorläufige Zwischenergebnisse, welche sich noch ändern können. Das Projekt wird aus den Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen des Programms „ENERGIE DER ZUKUNFT“ durchgeführt.

Verzeichnis ausgewählter Quellen

Bauer Kompressoren GmbH; Fries, Andreas: Telefonische Auskunft über Investitions-, Verbrauchs- und Betriebskosten für Gas-Tankstellen. Jänner 2010.

Energie-Control Kommission: Gas-Systemnutzungstarife-Verordnung 2008, GSNT-VO 2008. Wien, Jänner 2008.

Energiepark Bruck an der Leitha; et al: Pilotprojekt Virtuelles Biogas. www.virtuellesbiogas.at

Grazer Energieagentur; Joanneum Research; Universität für Bodenkultur; Interuniversitäres Forschungszentrum für Technik, Arbeit und Kultur: Biogas Gesamtbewertung. Zwischenbericht der vorläufigen Ergebnisse. Graz, November 2009.

Grazer Energieagentur GesmbH; Technisches Büro Nestelberger: Lehrlingsheim Bad Gleichenberg. Technisch-wirtschaftlicher Variantenvergleich zur Modernisierung der bestehenden Versorgungsanlagen und zur Ermittlung von verbrauchsseitigen Einsparmaßnahmen (Grobcheck). Graz, Februar 2008.

Grazer Energieagentur GesmbH im Rahmen des EIE-Projekts Madegascar: CNG Wirtschaftlichkeits- und Umweltbetrachtung für Landesimmobilien Gesellschaft mbH. Graz, September 2008.

ÖAMTC: Pumpenpreise und Steueranteile ab 1998. www.oeamtc.at, Jänner 2010.

ProPellets Austria; Institut für wirtschaftliche Ölheizungen: Preisentwicklung Heizöl extraleicht – Pellets in Cent/kWh. September 2009.

Steirische Gas & Wärme; Blattner, Heimo T.: Telefonische Auskunft über Kosten und Kalkulationsansätze für Gas-Tankstellen. Jänner 2010.