

Ökonomische Bewertung von Ökostromerzeugung und Biogaseinspeisung

W. Kriegl und W. Schneeberger

A comparative economic evaluation of two uses of biogas: in electricity production and for distribution into the national gas grid

1 Einleitung

In den Ökostromverordnungen BGBl. II Nr. 508/2002, BGBl. II Nr. 254/2005 und BGBl. II Nr. 401/2006 (basierend auf den Ökostromgesetzen BGBl. I Nr. 149/2002 bzw. BGBl. I Nr. 105/2006) sind für Strom aus anerkannten Ökostromanlagen österreichweit gültige Preise (Tarife) festgesetzt. Für die Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz gibt es keine garantierten Tarife. Daher wird in

Österreich Biogas aus nachwachsenden Rohstoffen außer in Pilotprojekten in Blockheizkraftwerken (BHKW) zur Stromerzeugung verwendet. Die dabei anfallende thermische Energie wird für die Substraterwärmung eingesetzt. Die verbleibende thermische Energie kann meist nicht zur Gänze genutzt werden (WALLA und SCHNEEBERGER, 2003a, 114). In der Nähe des öffentlichen Gasnetzes könnte als Alternative zur Stromerzeugung aufbereitetes Biogas eingespeist werden. Gegenüber Ökostromanlagen ohne vollstän-

Summary

Model calculations are used to compare the economic efficiency of two alternative uses of biogas produced from maize silage: electricity production or upgrading to enable distribution into the national gas grid. A sensitivity analysis examines how changes in the underlying assumptions regarding investment costs, annual full load hours, maize silage price, methane yield, service life, sale of heat and plant size impact the costs per kWh electricity and upgraded biogas. The costs of upgraded biogas and electricity produced from biogas are then compared with the market prices for natural gas and electricity. The costs for both biogas uses are higher than the market prices for electricity and natural gas, thus the excess costs per Nm³ methane are applied as a measure to get an insight into the relative worth of each use. According to the calculations converting biogas into electricity for sale to the grid causes lower excess costs per Nm³ methane than upgrading biogas for pipeline insertion.

Key words: Biogas, electricity production, upgrading, national gas grid, costs.

Zusammenfassung

Modellhaft werden die Kosten von in Erdgasqualität aufbereitetem Biogas im Vergleich zur Erzeugung von Strom in einer Anlage mit 500 kW_{el} kalkuliert. In einer Sensitivitätsanalyse werden die Auswirkungen geänderter Kalkulationsannahmen (Investitionskosten, jährliche Volllaststunden, Silomaispreis, Methanertrag, Nutzungsdauer, Wärmeverkauf und Anlagengröße) auf die Höhe der Kosten je kWh Strom bzw. aufbereitetem Biogas gezeigt. Den Kosten werden die Marktpreise für die ersetzten Produkte, Erdgas bzw. Strom und Wärme, gegenübergestellt. Da die Kosten für den Ökostrom und das aufbereitete Biogas die Marktpreise übersteigen, wird zur Ermittlung der vorzuziehenden Biogasnutzung der Überhang der Kosten über den Marktwert der substituierten Produkte je Nm³ Methan herangezogen. Nach den Berechnungen ist bei den derzeitigen Erdgaspreisen die Ökostromerzeugung der Gaseinspeisung vorzuziehen.

Schlagworte: Biogas, Stromerzeugung, Gasaufbereitung, Gaseinspeisung, Gasnetz, Kosten.

dige Wärmeverwertung ließe sich ein höherer Prozentsatz der Energie im Biogas nutzen. Anlagen gibt es hierfür beispielsweise in Deutschland, Schweden, Norwegen und in der Schweiz (vgl. SCHULTE-SCHULZE BERNDT, 2006).

Die bisherigen Untersuchungen beschäftigen sich mit den Kosten der Biogaserzeugung zur Einspeisung ins Erdgasnetz und mit der Ökostromerzeugung (z. B. FNR, 2006). Im landwirtschaftlichen Betrieb wurden die Wettbewerbsverhältnisse der Stromerzeugung aus Biogas untersucht (z. B. HEIBENHUBER und BERENZ, 2006) bzw. die Wirtschaftlichkeit der Strom- oder Gaserzeugung aus Biogas zur Einspeisung geprüft (z. B. McDONALD und GREER, 2008). Im vorliegenden Beitrag wird nicht nach der Wirtschaftlichkeit der Ökostromerzeugung bzw. der Einspeisung von aufbereitetem Biogas in das Erdgasnetz im Einzelbetrieb gefragt, sondern welcher der genannten Nutzungsoptionen bei den derzeitigen Erdgas-, Strom- und Wärmepreisen ökonomisch der Vorzug zu geben ist. Die Kenntnis der wirtschaftlichen Vorzüglichkeit einer Nutzungsoption ist für wirtschaftspolitische Entscheidungen von Relevanz.

Der Beitrag gliedert sich wie folgt: Zuerst wird die Vorgehensweise beim ökonomischen Vergleich der beiden Nutzungsoptionen dargelegt. Anschließend werden die Rahmenbedingungen für die Einspeisung von aufbereitetem Biogas erörtert, weil die Aufbereitungskosten von den Anforderungen an das eingespeiste Biogas abhängen. Dann werden die Rechengrundlagen und die Modellrechnungen für die Erzeugung von Ökostrom und aufbereitetem Biogas dargestellt. Mit der Sensitivitätsanalyse wird gezeigt, wie sich veränderte Kalkulationsannahmen auf die Rechenergebnisse auswirken. Es folgen der ökonomische Vergleich der beiden Nutzungsoptionen und eine Darstellung jener Erdgas- und Strompreise, welche unter den Kalkulationsannahmen für beide Nutzungen ökonomisch gleichwertige Ergebnisse zur Folge haben. Schließlich werden die Ergebnisse diskutiert und Schlüsse gezogen.

2 Vorgehensweise

Die Kosten der Erzeugung und Nutzung des Biogases hängen u. a. von der Anlagengröße und vom eingesetzten Rohstoff ab (siehe z. B. FNR, 2006 bzw. HORNBACHNER et al., 2005; WALLA und SCHNEEBERGER, 2008). Den Modellrechnungen für die ökonomische Bewertung der beiden Nutzungsoptionen liegen daher Biogasanlagen gleicher Größe und mit gleichem Rohstoff zugrunde. Die Biogasanlage wird für ein BHKW mit einer installierten Leistung

von 500 kW_{el} bei 8.000 Volllaststunden dimensioniert. Die Kapazität der meisten österreichischen Ökostromanlagen liegt darunter. Als Rohstoff wird Silomais in Betracht gezogen, da diesen die Betreiber landwirtschaftlicher Biogasanlagen sehr häufig einsetzen (WALLA und SCHNEEBERGER, 2003a, 113).

Die Kosten je kWh Ökostrom hängen auch von den Erlösen für das Kuppelprodukt Wärme ab. Die Erlöse werden wesentlich vom Ausmaß der Wärmenutzung bestimmt. Da eine vollständige Wärmenutzung häufig nicht möglich ist, wird im Modell mit einem Brennstoffnutzungsgrad von 60 % gerechnet, wie er im BGBl. I Nr. 105/2006 für Ökostromanlagen als Mindestwert verlangt ist. Eine höhere Wärmenutzung verbessert, ceteris paribus, die Wettbewerbskraft der Ökostromerzeugung im Vergleich zur Einspeisung des Biogases, weil die Wärme einen höheren Teil der Gesamtkosten der Anlage trägt.

Der ökonomische Vergleich der beiden Nutzungsoptionen basiert auf der Prämisse, dass Strom und Erdgas in ausreichender Menge zur Verfügung stehen und eine völlig freie Wahlmöglichkeit bei der Nutzung von Biogas besteht. Strom aus Biogas ersetzt den im Netz angebotenen Strom, aufbereitetes Biogas das im Netz angebotene Erdgas (siehe Abbildung 1).

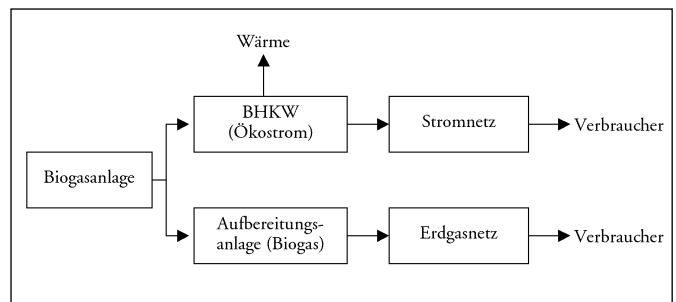


Abbildung 1: Schema der beiden Biogasnutzungsoptionen
 Figure 1: Flow Chart for two options of biogas use

Die Betreiber von anerkannten Ökostromanlagen erhalten den von der Anlagengröße abhängigen Tarif. Über ein Verrechnungssystem wird die Differenz zwischen dem Ökostrompreis und den Erlösen für Ökostrom abgedeckt. Für die Einspeisung von aufbereitetem Biogas gibt es diese Regelung nicht. Rahmenbedingungen wurden im Aktionsprogramm vom 14.6.2006 des Lebensministeriums mit der OMV gefordert (BMLFUW und OMV 2006).

Im ökonomischen Vergleich der beiden Nutzungsoptionen werden der Ökostrompreis und das Verrechnungssystem gänzlich außer Acht gelassen und die Kosten für den Öko-

strom und das aufbereitete Biogas den Marktpreisen für Strom und Erdgas gegenüber gestellt. Als Marktpreis für den durch Ökostrom substituierten Strom wird der von der E-Control verlaubliche „durchschnittliche Marktpreis elektrischer Grundlastenergie“ für das zweite Quartal 2008 verwendet. Die abgegebene Wärme wird mit 2 Cent je kWh bewertet. Als Marktpreis für das mit dem aufbereiteten Biogas substituierte Erdgas wird der Erdgasimportpreis herangezogen.

Da die Kosten für die Erzeugung von Ökostrom und aufbereitetem Biogas über den derzeitigen Marktpreisen für die ersetzten Produkte liegen, besteht bei beiden Biogasnutzungsoptionen ein Kostenüberhang. Als einheitliche Bezugsgröße wird im Vergleich 1 Nm³ Methan gewählt. Die Nutzung mit dem niedrigsten Kostenüberhang je Nm³ ist ökonomisch überlegen. Der Bezug auf einen Nm³ Methan ermöglicht auch den Vergleich des Kostenüberhangs verschiedener Anlagengrößen. Abbildung 2 illustriert das Vorgehen beim ökonomischen Vergleich.

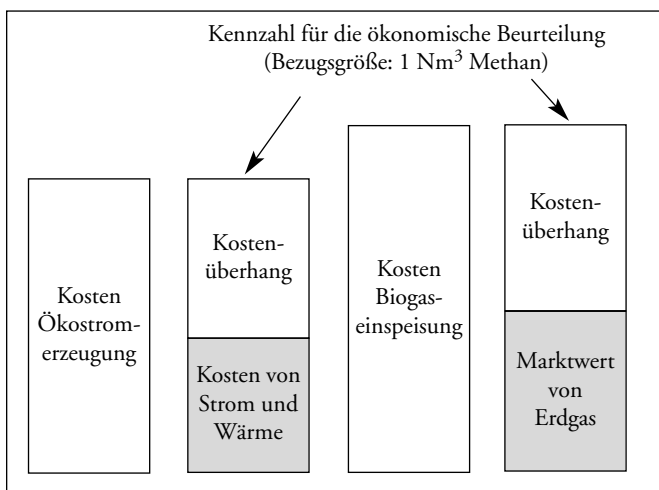


Abbildung 2: Vorgehen beim ökonomischen Vergleich von Ökostromerzeugung und Biogaseinspeisung

Figure 2: The approach taken in comparing the economic efficiency of producing biogas-sourced electricity with producing biogas for the national gas grid

Zur Interpretation der verwendeten Kennzahl „Kostenüberhang je Nm³ Methan“ sei noch bemerkt: Sie zeigt auf, welcher Anteil der Kosten der beiden Nutzungsoptionen bei Bewertung mit den Marktpreisen von Strom und Erdgas nicht gedeckt ist. Die Kennzahl ist nicht geeignet, um die Sinnhaftigkeit des Einsatzes nachwachsender Energieträger, anstelle fossiler, zu beurteilen. Sie gibt darüber Auskunft, welche der beiden Nutzungsoptionen gemäß der ökonomischen Bewertung vorzuziehen ist.

3 Rahmenbedingungen für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz

Die Richtlinie 2003/55/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt verankert das Recht, Biogas in das Erdgasnetz einzuspeisen. Im österreichischen Recht wurde diese Richtlinie durch eine Novelle zum Gaswirtschaftsgesetz berücksichtigt (BGBl. I Nr. 148/2002).

Die Anforderungen an die Biogasqualität für die Einspeisung in das Erdgasnetz beeinflussen die Kosten für die Gasaufbereitung. Die ÖVGW-Richtlinie G 31, Ausgabe Mai 2001, enthält u. a. die brenntechnischen Anforderungen (z. B. Brennwert = 10,7 bis 12,8 kWh/m³) und die Grenzwerte für Gasbegleitstoffe (z. B. Kohlendioxid ≤ 2 % Mol-Anteil, Gesamtschwefel auf Dauer ≤ 10 mg S/m³). Um die Qualitätsanforderungen dieser Richtlinie zu erfüllen, muss Biogas für die Einspeisung in das Erdgasnetz gereinigt, angereichert, getrocknet, gefiltert, odorisiert und auf den erforderlichen Druck verdichtet werden. Als Technologien zur Methananreicherung können z. B. die Druckwasserwäsche oder das Druckwechseladsorptionsverfahren (PSA-Verfahren) eingesetzt werden (siehe FNR, 2006, 136, Wuppertal Institut, 2005, 17). BEIL (2008, 16) bezeichnet das PSA-Verfahren als die vorherrschende Technologie.

In Deutschland sind die Qualitätsanforderungen an das Biogas bei einer Netzeinspeisung weniger streng als in Österreich (kein Höchstwert für Kohlendioxid, keine Angabe für Methangehalt, Mindestbrennwert 8,4 kWh). In Schweden und Dänemark ist die Qualität des Mischgases im Gasnetz und nicht am Einspeisungspunkt ausschlaggebend. In der Schweiz kann teilweise aufbereitetes Biogas im Ausmaß von 5 % des aktuellen Erdgasvolumenstromes eingespeist werden (HORNBACHNER et al., 2005, 23 ff.). Die Aufbereitungskosten sind unter diesen Bedingungen gegenüber dem PSA-Verfahren etwa um die Hälfte niedriger (siehe FNR, 2006, 137 bzw. 139).

Die Kosten für die Aufbereitung des Biogases zur Einspeisung hängen neben den Qualitätsanforderungen auch von der Größe der Biogas- und Aufbereitungsanlage ab. Die Aufbereitungskosten liegen nach einer schwedischen Studie für Anlagen unter 100 m³ Rohgas pro Stunde bei 3 bis 4 Cent je kWh, bei Anlagen von 200 bis 300 m³ pro Stunde bei 1 bis 1,5 Cent/kWh (PERSSON, 2003, 65). Gemäß der Fachagentur für nachwachsende Rohstoffe errechnen sich bei Einspeisung von Biogas mit dem PSA-Verfahren in Erdgasqualität bei 250 m³ Rohgas pro Stunde etwa 2,3 Cent je kWh (FNR, 2006, 137 ff.). Für Anlagen mit 400 bis 600 m³

Rohgas pro Stunde nennt GOTTSCHALK (2007, 76) Aufbereitungskosten von unter 1 Cent je kWh.

4 Modellannahmen und Datengrundlagen

4.1 Mengengerüst

Am Beispiel einer Anlage mit 500 kW_{el} und 8.000 Volllaststunden pro Jahr wird das Mengengerüst der Kalkulationen in Abbildung 3 dargestellt. 8.000 Volllaststunden liefern pro Jahr 4.000 MWh Strom. Bei einem angenommenen elektrischen Wirkungsgrad von 38 % sind für diese Strommenge pro Jahr $1.052.600 \text{ Nm}^3$ Methan bzw. $1.950.000 \text{ Nm}^3$ Rohgas notwendig. Für diese Menge sind bei einem Methanertrag von 328 Nm^3 pro t Trockenmasse (TM) 3.209 t TM Silomais erforderlich, bei 32 % TM sind das 10.028 t Frischmasse (vgl. KTBL, 2005, 11). Wird der verfügbare Hektarertrag mit 15 t TM angenommen, braucht man rund 214 ha Silomais. Der Silomais wird vom Anlagenbetreiber zugekauft und am Standort der Biogasanlage gelagert. Der Gärrest im Ausmaß von rund 10.000 t geht an die Lieferanten zurück. Bei der Aufbereitung des Biogases zur Einspeisung in das Gasnetz entweichen nach der Ökobilanz von PÖLZ und SALCHENEGGER (2005, 54) rund 5 % Methan durch Kohlefilter der Aufbereitungsanlage. Damit verbleiben für die Einspeisung in das Gasnetz $1.000.000 \text{ Nm}^3$ Methan.

Im Falle der Stromerzeugung stammt die Wärme für die Fermenterheizung aus dem BHKW. Es verbleiben rechnerisch 4.200 MWh für andere Nutzungen. Um den Brennstoffnutzungsgrad von 60 % zu erreichen (6.300 MWh), müssten bei einer Stromerzeugung von 4.000 MWh und einem Bedarf für die Fermenterheizung von 600 MWh noch mindestens 1.700 MWh Wärme verwertet werden. Der im BHKW erzeugte Strom wird zur Gänze in das Netz eingespeist, der Strom für den Betrieb der Anlage wird aus Kostengründen aus dem Netz bezogen. Bei Biogasanlagen mit einer Gasaufbereitung erfolgt die Fermenterheizung aus Kostengründen mit zugekaufter Wärme, da nicht Wärme anfällt, wie bei der Stromerzeugung.

4.2 Rohstoffpreis und Investitionskosten

Der Preis des Silomais wird frei Biogasanlage mit € 100 je t TM angesetzt. Dieser Preis inkludiert die Verpflichtung der Lieferanten, den Gärrest kostenlos abzunehmen.

Die Investitionskosten betragen für die Ökostromanlage mit 500 kW_{el} rund € 1.840.000, davon entfallen € 957.000 auf bauliche Anlagen, € 523.000 auf technische Investitionen und € 360.000 auf das BHKW (eigene unveröffentlichte Erhebungen 2006 in Österreich bei drei Anlagenbetreibern). Diese Investitionskosten liegen in der Größenordnung, die sich nach der Formel von WALLA und

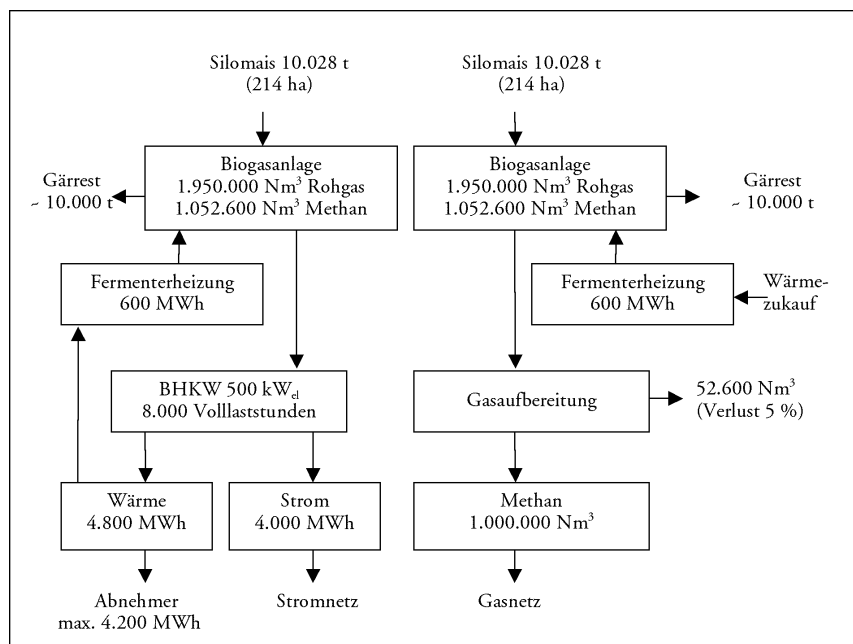


Abbildung 3: Mengendaten für die Modellrechnungen zum ökonomischen Vergleich von Ökostromerzeugung und Biogaseinspeisung
 Figure 3: Quantities used in the model comparing the biogas-sourced electricity production and production of biogas for the gas grid

SCHNEEBERGER (2003b, 529 ff.) ableiten. Für die Anlage mit Gasaufbereitung sind die Investitionskosten für die Rohgaserzeugung in gleicher Höhe wie bei der Stromerzeugung angesetzt. Die Anlagen zur Aufbereitung (PSA-Verfahren) und Einspeisung des Biogases erfordern Investitionen von € 1.183.000 (siehe FNR, 2006, 136 ff.). In Summe betragen die Investitionskosten der Anlagen mit Gasaufbereitung € 2.663.000. Mögliche Investitionszuschüsse sind bei der Berechnung der jährlichen Kapitalkosten nicht berücksichtigt.

5 Kosten der Stromerzeugung

Tabelle 1 zeigt die Zusammensetzung der jährlichen Kosten für die Erzeugung von Strom. Die Kapitalkosten der gesamten Anlage sind mit einem Zinssatz von 5 % für die angenommene Nutzungsdauer von 15 Jahren berechnet. Die Wartungs- und Instandhaltungskosten sind für die baulichen Anlagen mit 0,5 %, für die technischen Anlagen mit 3,5 % der Investitionssumme angenommen. Dazu kommen die Wartungs- und Instandhaltungskosten für das BHKW von jährlich rund € 40.000 mit einer Garantie für 120.000 Stunden Laufzeit. Der Arbeitszeitbedarf stammt aus Erhebungen in drei österreichischen Biogasanlagen mit einer Kapazität von 500 kW_{el} und umfasst den Zeitaufwand für die Verwaltung, die Substrateinbringung und die Wartung der Anlage. Die Arbeitsstunde ist mit € 15,- bewertet. Die sonstigen Kosten beinhalten die Verwaltung, Versicherung, Fremdstrom, Hilfs- und Betriebsstoffe, den Einsatz eines Teleskopladens für die Substrateinbringung (Reparatur-, Treibstoff- und Kapitalkosten) sowie kalkulatorische Zinsen für das Betriebsgrundstück.

Unter den getroffenen Annahmen belaufen sich die Gesamtkosten pro Jahr auf rund € 646.000. Je Nm³ eingesetztem Methan betragen die Kosten 61,4 Cent. Erlöse entstehen durch den Wärmeverkauf. Durch den Erlös für den Wärmeverkauf (1.715.800 kWh à 2 Cent) verringern sich die vom Strom abzudeckenden Kosten auf € 611.625, je kWh errechnen sich 15,29 Cent.

6 Kosten der Biogaseinspeisung

Tabelle 2 zeigt die jährlichen Kosten bei Erzeugung von 1.052.600 Nm³ Methan für die Einspeisung. Die Kosten für die Rohgaserzeugung sind analog zur Anlage mit Stromerzeugung errechnet. Die Kosten für das BHKW entfallen,

Tabelle 1: Kosten der Stromerzeugung pro Jahr bzw. je kWh
Table 1: Annual costs and costs per kWh for electricity

Bezeichnung	Anlage mit Stromerzeugung
BHKW	500 kW _{el}
Methanmenge in Nm ³	1.052.600
Jährliche Kapitalkosten in €	177.189
Rohstoffkosten frei Anlage in €	320.924
Wartung und Instandhaltung in €	64.350
Arbeitskosten in €	16.355
Sonstige Kosten in €	67.123
Gesamtkosten in €	645.941
Cent je Nm ³ Methan	61,36
Wärmeerlös (1.715.800 kWh) in €	34.316
Strommenge in kWh	4.000.000
Cent je kWh Strom	15,29

zusätzlich sind für die Fermenterheizung € 24.000 (4 Cent/kWh) angesetzt, für die Gasaufbereitung (inkl. Einspeisung) fallen bei dieser Gasmenge in Anlehnung an die FNR (2006, 137 ff.) jährlich Kosten von rund € 243.000 an. Die Gesamtkosten pro Jahr sind im Vergleich zur Stromerzeugung um rund € 191.000 bzw. um fast 30 % höher.

Nach Abzug der Methanverluste verbleiben für die Einspeisung 1 Mio. Nm³ Methan, das sind 10 Mio. kWh Heizwert (H_i). Erdgas wird in der Gaswirtschaft mit dem Brennwert (H_s) abgerechnet. Dieser ist um 10,6 % höher als der Heizwert. Die Kosten für die Einspeisung von Biogas in das Gasnetz betragen 7,57 Cent je kWh H_s, davon entfallen 5,37 Cent auf die Biogaserzeugung und 2,20 Cent auf die Gasaufbereitung. Die Kosten je Nm³ Methan, die für den Vergleich herangezogen werden, betragen 79,5 Cent.

Tabelle 2: Kosten der Gaseinspeisung pro Jahr bzw. je kWh
Table 2: Annual costs and costs per kWh for upgraded biogas

Bezeichnung	Anlage mit Gasaufbereitung
Methanmenge in Nm ³	1.052.600
Jährliche Kapitalkosten in €	256.537
Rohstoffkosten frei Anlage in €	320.924
Wartung und Instandhaltung	71.056
Kosten für Fermenterheizung in €	24.000
Arbeitskosten in €	16.355
Sonstige Kosten in €	147.972
Gesamtkosten in €	836.844
Cent je Nm ³ Methan	79,50
Eingespeiste Gasmenge in kWh H _i	10.000.000
Eingespeiste Gasmenge in kWh H _s	11.060.000
Cent je kWh Methan H_s	7,57

7 Sensitivitätsanalyse

In Tabelle 3 sind die Auswirkungen der Änderungen einiger Annahmen auf die Kosten je kWh Strom und je kWh aufbereitetes Methan in Cent und in Prozent zur Ausgangskalkulation angegeben. Höhere Rohstoffkosten, niedrigere Methanerträge, weniger Volllaststunden oder eine kürzere Nutzungsdauer wirken sich auf die Kosten je kWh Strom stärker aus als auf die Kosten je kWh eingespeistes Gas, da bei der Stromerzeugung der Kapitalkostenanteil niedriger ist als bei der Einspeisung des aufbereiteten Biogases. Niedrigere Investitionskosten senken die Kosten bei der Gaseinspeisung stärker. Das Ausmaß der Wärmenutzung ändert sich nur im Falle der Stromerzeugung. Eine volle Wärmenutzung (Wärmegutschrift von € 84.000 statt € 34.316 in der Ausgangskalkulation) würde bei dem angenommenen Erlös von 2 Cent je kWh Wärme die Kosten je kWh Strom um rund 8 % senken (siehe Tabelle 3).

8 Anlagengröße

In weiteren Kalkulationen wurde die Stromerzeugung verdoppelt. Für die Erzeugung von 8 Mio. kWh Strom ist bei 8.000 Volllaststunden im Jahr ein BHKW mit einer installierten elektrischen Leistung von 1.000 kW_{el} notwendig. Bei einem Wirkungsgrad von 39,2 % müssten 2.040.800 Nm³ Methan eingesetzt werden. Diese Methanmenge entspricht einem Rohgaseinsatz von rund 470 m³ pro Stunde.

Die Schätzung der Kosten für diese Anlagengröße erfolgt in Anlehnung an Kalkulationen der FNR (2006, 133 ff.). Eine Ökostromanlage mit 1.000 kW_{el} weist ohne Rohstoffkosten gegenüber einer Anlage mit 500 kW_{el} um 74 % höhere Kosten pro Jahr auf. Bei Einspeisung der doppelten Gasmenge in das Netz steigen die Kosten pro Jahr ohne Rohstoffkosten und Fermenterheizung um rund 57 %. Diese unterschiedlichen Kostenzuwächse gehen auf die Steigerung der Kosten für die Gasaufbereitung zur Einspeisung um lediglich 38 % zurück.

Tabelle 3: Auswirkungen geänderter Kalkulationsgrundlagen auf die Kosten je kWh
Table 3: Effects of modified assumptions on the costs per kWh

Kosteneinflussfaktor	Änderung gegenüber Ausgangskalkulation	Kosten bei Stromerzeugung			Kosten bei Gaseinspeisung		
		Cent je kWh	Änderung gegenüber Ausgangskalkulation in Cent	in %	Cent je kWh H _s	Änderung gegenüber Ausgangskalkulation in Cent	in %
Rohstoffkosten	+10 %	16,09	0,8	5,23	7,86	0,29	3,83
Methanertrag	-10 %	16,18	0,89	5,82	7,89	0,32	4,23
Nutzungsdauer	-3 Jahre	16,05	0,76	4,97	7,96	0,39	5,15
Volllaststunden	-10 %	16,18	0,89	5,82	7,96	0,39	5,15
Investitionskosten	-10 %	14,85	-0,44	-2,88	7,29	-0,28	-3,70
Wärmenutzung	+ 2.484 MWh	14,05	-1,24	-8,11			

Tabelle 4: Kosten der Stromerzeugung bzw. Gaseinspeisung für Anlagen mit 2.040.800 Nm³ Methan pro Jahr
Table 4: Costs of producing biogas-sourced electricity and biogas for the national grid in plants with 2,040,800 Nm³ methane per year

Bezeichnung	Anlage mit Stromerzeugung (1.000 kW _{el})	Anlage mit Gaseinspeisung
Methanmenge in Nm ³	2.040.800	2.040.800
Rohstoffkosten in €	622.200	622.200
Fermenterheizung in €		48.000
Sonstige Kosten in €	565.530	786.670
Gesamtkosten in €	1.187.730	1.456.870
Cent je Nm ³ Methan	58,20	71,39
Wärmeerlös (3.044.800 kWh) in €	60.896	
Strommenge in kWh	8.000.000	
Gasmenge in kWh H _s		21.442.700
Cent je kWh Strom	14,09	
Cent je kWh Methan H _s		6,79

Mit den Kostenzuwachsen gemäß FNR sind die Kapital- und Betriebskosten für die Anlagen mit doppelter Kapazität berechnet. Die Rohstoffkosten frei Anlage sind verdoppelt, d. h. es sind keine höheren Kosten für die Anfuhr des Silomais und die Abfuhr des Gärrestes angesetzt. Diese Annahme ist nur realistisch, wenn die größeren Anlagen in einem Gebiet mit doppeltem Silomaisaufkommen für die Biogasgewinnung liegen.

Nach den überschlägigen Kalkulationen sinken die Kosten je kWh Strom in der Anlage mit 1.000 kW_{el} gegenüber jener mit 500 kW_{el} um rund 8 % (von 15,29 auf 14,09 Cent. Die Kosten für das aufbereitete Biogas verringern sich um rund 10 % (von 7,57 auf 6,79 Cent je kWh Methan H₂). Die Kosten je Nm³ Methan betragen bei der Ökostromerzeugung 58,2 Cent und bei der Gaseinspeisung 71,4 Cent. Aus Tabelle 4 sind für diese Methanmenge die veranschlagten Kosten der Stromerzeugung und der Einspeisung von aufbereitetem Biogas ersichtlich.

9 Vergleich der beiden Biogasnutzungsoptionen

In Tabelle 5 sind die Kosten der Stromerzeugung und der Gaseinspeisung der beiden Anlagengrößen den Marktpreisen für Strom und Erdgas gegenübergestellt. Der Preis für Strom betrug im zweiten Quartal 2008 je kWh 6,38 Cent (E-Control, 2008a). Der durchschnittliche Erdgasimportpreis (Juli 2008) wird in Anlehnung an Unterlagen der E-Control mit 3 Cent je kWh angesetzt (E-Control, 2008b und E-Control, 2007). Aus den Gesamtkosten abzüglich Marktwert ist der Kostenüberhang je Nm³ eingesetztem Methan errechnet. Bei den unterstellten Preisen und Kosten würde die Gaseinspeisung einen geringeren Anteil der kalkulierten Kosten abdecken als die Stromerzeugung. Die Kostendegression der größeren Anlage mit Gasaufberei-

tung reicht nicht aus, um im ökonomischen Vergleich besser als die Stromerzeugung abzuschneiden. Die Abbildung 4 veranschaulicht die Kosten der Ökostromerzeugung und Einspeisung des aufbereiteten Biogases je Nm³ eingesetztem Methan für die zwei Anlagengrößen (siehe Tabelle 5).

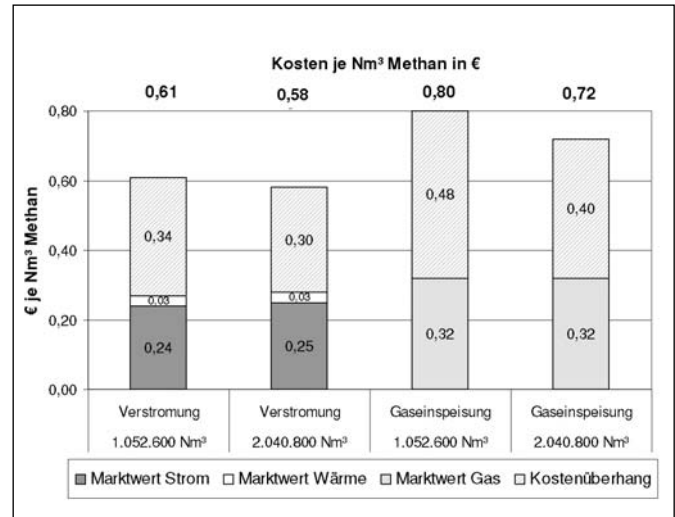


Abbildung 4: Kosten je Nm³ Methan sowie Marktwert von Strom und Wärme bzw. aufbereitetem Biogas für zwei Anlagen

Figure 4: Costs per Nm³ methane and the equivalent energy value of biogas-sourced electricity, heat and upgraded biogas for two plants

Nach den Berechnungen betragen die Kosten der Gasaufbereitung in der Anlage mit rund 2.04 Mio. Nm³ Methan etwa 1,6 Cent je kWh H₂. Gelingt es, die von GOTTSCHALK (2006, 76) genannten Kosten von 1 Cent zu realisieren, so bedeutet dies eine Senkung der Kosten je Nm³ Methan um fast 6 Cent. Dies würde eine Verringerung des Kostenüberhangs von rund 40 auf 34 Cent bewirken. Damit würde sich der Kostenüberhang bei der Gaseinspeisung jenem der Stromerzeugung annähern (34 versus 30 Cent je Nm³ Methan).

Tabelle 5: Kosten für Ökostrom und aufbereitetes Biogas im Vergleich zum Marktpreis für Strom und Erdgas für zwei Anlagen

Table 5: Costs and equivalent energy value (in €) for electricity, heat and upgraded gas from biogas plants

Bezeichnung	Anlage mit Stromerzeugung		Anlage mit Gaseinspeisung	
	500 kW _{el}	1.000 kW _{el}		
Installierte elektrische Leistung				
Methaneinsatz in Nm ³	1.052.600	2.040.800	1.052.600	2.040.800
Gesamtkosten in €	645.941	1.187.700	836.800	1.456.870
Marktwert Strom in €	255.200	510.400		
Marktwert Wärme in €	34.316	60.900		
Marktwert Gas in €			331.800	643.300
Gesamtkosten abzüglich Marktwert in €	356.425	616.400	505.000	813.570
Kostenüberhang je Nm ³ eingesetztem Methan in Cent	34	30	48	40
in %	55	52	60	56

10 Strom- und Erdgaspreise mit gleichrangiger Bewertung der beiden Biogasnutzungen

Wie die bisherigen Ausführungen verdeutlichen, hängt die ökonomisch vorzuziehende Biogasnutzung einerseits von der Höhe der Kosten, andererseits von den Preisen ab. Aus Abbildung 5 lassen sich für Strompreise von 5 bis 17 Cent je kWh jene Erdgaspreise ablesen, bei denen die Gaseinspeisung in der ökonomischen Bewertung gleichrangig mit der Stromerzeugung aus Biogas ist. Je Nm^3 Methan entsteht bis zur Kostendeckung bei der Stromerzeugung und bei der Gaseinspeisung ein Kostenüberhang in gleicher Höhe. Den beiden Linien im Nomogramm liegen die in Tabelle 5 ausgewiesenen Kosten und Wärmeerlöse (teilweise Wärmenutzung) zugrunde. Der Kostendeckungspunkt ist für beide Anlagengrößen eingezeichnet.

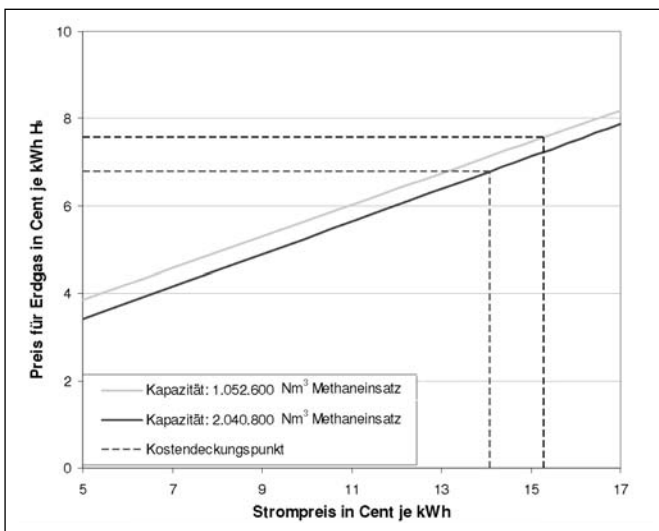


Abbildung 5: Nomogramm zur Bestimmung des notwendigen Preises für Erdgas, bei dem die Gaseinspeisung mit der Ökostromerzeugung wettbewerbsfähig ist

Figure 5: Nomogram allowing the determination of the price for natural gas necessary to make upgraded biogas insertion competitive with biogas-sourced electricity production

Bei einem Preis für Strom von 6,38 Cent je kWh müsste das in Erdgasqualität aufbereitete Biogas gemäß Kosten in Tabelle 5 bei der kleineren Anlage einen Erlös von 4,34 Cent je kWh, bei der größeren Anlage 3,92 Cent je kWh bringen, wenn die Differenz zwischen den Kosten und den Erlösen gegenüber der Verstromung gleich sein soll. Bei einer Verwertung der gesamten anfallenden Wärme wären höhere Erdgaspreise erforderlich. Die Linie zur Bestimmung der Erdgaspreise würde sich nach oben verschieben.

11 Diskussion und Schlussfolgerungen

Die vorliegenden Modellrechnungen ermöglichen einen ungefähren ökonomischen Vergleich der beiden Nutzungsoptionen von Biogas aus Silomais. Für ein konkretes Projekt ist die ökonomisch günstigste Biogasnutzung nach den Gegebenheiten zu berechnen, weil sehr viele Einflussgrößen auf die Kosten standortabhängig sind. In der Praxis werden auch andere Rohstoffe als Silomais verwendet.

Für den ökonomischen Vergleich mussten publizierte Preise von Erdgas und Strom verwendet werden. Notwendig wären dafür die Grenzpreise für Erdgas und Strom, wobei sich die Feststellung der Grenzpreise für Strom und aufbereitetes Biogas an den Substitutionsmöglichkeiten orientieren müsste. Ökostrom wird kontinuierlich erzeugt, dies ist bei der Ermittlung des Grenzpreises zu beachten. Das aufbereitete Biogas wird zwar kontinuierlich eingespeist, jedoch nicht sofort verbraucht. Die für den ökonomischen Vergleich relevanten Grenzpreise lassen sich nur von Brancheninsidern aufgrund der beschriebenen Sachverhalte festlegen. Erschwerend kommt für strategische Entscheidungen der Biogasnutzung hinzu, dass die zukünftigen Preise für Strom und Erdgas maßgebend sind.

Ein ökonomischer Vergleich muss mit Anlagen gleicher Größe gemacht werden. Auch ist der gleiche Rohstoff zugrunde zu legen. Bei einer wirtschaftspolitischen Strategie, die sowohl auf die Gaseinspeisung als auch auf die Stromerzeugung abzielt, sollte die Gaseinspeisung aufgrund der stärkeren Kostendegression von den großen Anlagen erfolgen.

Die optimale Anlagengröße wird von den Kosten der Rohstoffaufbringung mitbestimmt (siehe WALLA und SCHNEEBERGER, 2008). Da für Anlagen mit Gaseinspeisung zur Ausschöpfung der Kostendegression eine hohe Kapazität erforderlich ist, eignen sich Standorte, die niedrigere Kosten der Rohstoffaufbringung aufweisen und nahe an einer Gasleitung liegen, primär für die Gaseinspeisung. An Standorten mit möglichst ganzjähriger Wärmenachfrage sollte Ökostrom erzeugt werden. Die Rangfolge bestimmen in erster Linie jene Größen, die nicht in beiden Kalkulationen vorkommen: der Preis für Erdgas und Strom, der Wärmeerlös, die Kosten für die Biogasaufbereitung zur Einspeisung bzw. die Kosten der Stromerzeugung. Die Rohstoffkosten, die Biogausbeute und die Kosten der Biogasgewinnung wirken sich auf die Höhe der Kosten je kWh bzw. je Nm^3 Methan aus, Veränderungen bei diesen Kostendeterminanten haben auf die Rangfolge kaum Einfluss, weil sie in beiden Kalkulationen wirksam sind.

Ein wesentliches Ziel der vorliegenden Arbeit war, eine Methode zum Vergleich der beiden Nutzungsoptionen von Biogas zu entwickeln. Die ökonomische Bewertung erfolgte auf Basis der Differenz zwischen den Kosten und den Marktpreisen für Strom und Erdgas. Unterschiedliche ökologische Auswirkungen bei Substitution von Erdgas oder Strom aus nicht erneuerbaren Rohstoffen sind nicht berücksichtigt.

Da die ökonomische Bewertung der Nutzungsoptionen keine externen Effekte einbezieht, geben die vorliegenden Kalkulationen auch für betriebswirtschaftliche Entscheidungen Anhaltspunkte. Das Nomogramm in Abbildung 5 zeigt, bei welchen Preisen für Ökostrom und aufbereitetes Biogas die kalkulierten Kosten gedeckt sind.

Literatur

- BEIL, M. (2008): Biogasaufbereitung – eine Einführung. In: Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. (Hrsg.). Biogasaufbereitung zu Biomethan. 6. Hanauer Dialog, Tagungsband, 13–17.
- BMLFUW und OMV (2006): <http://presse.lebensministerium.at/article/articleview/48181>
- E-Control GmbH (2007): Druck auf sinkende Gaspreise wächst. Presse-Information 1. März 2007, www.e-control.at
- E-Control GmbH (2008a): Marktpreis gem. § 20 Ökostromgesetz für das 2. Quartal 2008, www.e-control.at
- E-Control GmbH (2008b): Durchschnittlicher Erdgasimportpreis seit Jänner 2001 (2.07.2008), www.e-control.at
- GOTTSCHALK, R. (2007): Wie funktioniert die Aufbereitung und Verwertung von Speiseresten? In: GÖRISCH, U. und M. HELM (Hrsg.). Biogasanlagen. 2. überarbeitete Auflage, 51–79. Stuttgart, Eugen Ulmer.
- HEIßENHUBER, A. und S. BERENZ (2006): Energieproduktion in landwirtschaftlichen Unternehmen. In: DARNHOFFER, I., C. WALLA und H.K. WYTRZENS (Hrsg.). Alternative Strategien für die Landwirtschaft. Wien, Facultas, 135–144.
- HORNBACHNER, D., G. HUTTER und D. MOOR (2005): Biogas-Netzeinspeisung. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich. Berichte aus Energie- und Umweltforschung 19/2005. <http://www.nachhaltigwirtschaften.at>
- FNR (2006): Einspeisung von Biogas in das Erdgasnetz. Fachagentur Nachwachsender Rohstoffe e.V. (Hrsg.) Gülzow.
- KTBL (2005): Gasausbeuten in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft. Münster: Landwirtschaftsverlag.
- MCDONALD, N. und D. GREER (2008): Biggest Bang From The Biogas Production Buck. *BioCycle* 49 (4), 37–41.
- PERSSON, M. (2003): Utvärdering av uppgraderingstekniker för biogas, Malmö: Swedish Gas Center, Report SGC 142, www.sgc.se
- PÖLZ, W. und S. SALCHENEGGER (2005): Biogas im Verkehrssektor. Technische Möglichkeiten, Potenzial und Klimarelevanz. Wien: Umweltbundesamt.
- SCHULTE-SCHULZE BERNDT, A. (2006): Green Gas/Biomethan in Deutschland: Status Quo der technischen Möglichkeiten und Kosten der Biogasaufbereitung. [www.biokraftstoffe.org/download/Carbotech %20Green Gas _ Kongress %20.pdf](http://www.biokraftstoffe.org/download/Carbotech%20Green%20Gas_Kongress%20.pdf)
- WALLA, C. und W. SCHNEEBERGER (2003b): Analyse der Investitionskosten und des Arbeitszeitbedarfes landwirtschaftlicher Biogasanlagen in Österreich. *Berichte über Landwirtschaft* 81 (4), 527–535.
- WALLA, C. und W. SCHNEEBERGER (2003a): Farm biogas plants in Austria – An economic analysis. In: *Jahrbuch der Österreichischen Gesellschaft für Agrarökonomie*. Bd. 13, 107–120.
- WALLA, C. und W. SCHNEEBERGER (2008): The optimal size for biogas plants. *Biomass and Bioenergy*, Vol. 13 (6), 551–557.
- WUPPERTAL INSTITUT (2005): Band 1 des Endberichts „Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse“. Untersuchung im Auftrag von BGW und DVGW., www.wupperinst.org/Projekte/fg1/1110.html

Anschrift der Verfasser

Werner Kriegl und Walter Schneeberger, Institut für Agrar- und Forstökonomie, Universität für Bodenkultur Wien, Feistmantelstraße 4, 1180 Wien, Österreich
E-Mail: werner.kriegl@gmx.at

Eingelangt am 26. Juli 2006
Angenommen am 22. Juli 2008