



BFIT

BEYOND FEED-IN-TARIFF

Öffentlicher Endbericht

ARBEITSGEMEINSCHAFT BIOGASNETZWERK ÖSTERREICH

Dr. Richard Zweiler
DI Philipp Novakovits, M.Sc.
Güssing Energy Technologies



Dr. Bernhard Mahlberg
Industriewissenschaftliches Institut



Dr. Bernhard Stürmer
Kompost & Biogas Verband



Dr. Michael Harasek
Dr. Martin Miltner
Technische Universität Wien



Ing. Alexander Luidolt
planergy



in Kooperation mit

Ing. Karl Puchas, M.Sc.
LEA GmbH



INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung.....	10
1.1	ARGE BiGa-NET.....	10
1.2	Ziele der Studie.....	11
1.3	Zusammenfassung.....	12
2	Verwertungspfade und Rahmenbedingungen	19
2.1	Stromproduktion	19
2.1.1	Stromverkauf zu Ökostromtarifen	19
2.1.2	Stromverkauf zu Marktpreisen.....	20
2.1.3	Regelenergie.....	20
2.1.4	Wärmeverkauf.....	26
2.1.5	Gärrestvermarktung.....	27
2.2	Gasaufbereitung.....	32
2.2.1	Grundlagen.....	32
2.2.2	Technologien zur Rohbiogas-Entschwefelung	33
2.2.3	Biogasaufbereitung und Biomethan-Produktionstechnologien.....	35
2.2.4	Zentrale Aufbereitung	40
2.2.5	Dezentrale Aufbereitung.....	43
2.2.6	CNG-Tankstellen.....	44
2.2.7	Einstieg in den Biomethanmarkt aus Perspektive von Anlagenbetreibern	45
2.3	Dezentrale Wärmenutzung	48
3	Methodik.....	49
3.1	Übersicht	49
3.2	Untersuchte Szenarien bzw. Systemgrenzen	51
3.3	Beschreibung Berechnungsmodelle.....	52
3.3.1	Allgemeine Annahmen	52
3.3.2	Rohbiogas-Gestehungskosten.....	53
3.3.3	Klärgas-Gestehungskosten	53
3.3.4	Stromproduktion	53
3.3.5	Gasaufbereitung.....	54
3.3.6	Transport von Biogas/Biomethan	57
3.3.7	Dezentrale Wärmenutzung	60
3.3.8	CNG-Tankstelle	63
4	Auswertung	64
4.1	Analysen auf Anlagenebene	64
4.1.1	Untersuchte Szenarien	64

4.1.2	Stromgestehungskosten bei Biogasanlagen – Modellbetrachtung.....	66
4.1.3	Biogasgestehungskosten bei steirischen Biogasanlagen.....	71
4.1.4	Interpretation & Analyse.....	80
4.1.5	Schlussfolgerung.....	89
4.2	Regionsanalysen.....	92
4.2.1	Übersicht.....	92
4.2.2	Zusammenfassung.....	93
4.2.3	Untersuchte Szenarien.....	94
4.2.4	Auswertung der einzelnen Regionen.....	95

TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Regionalwirtschaftliche Effekte der Biogasbranche in der Steiermark	16
Tabelle 2: Ökostrom-Einspeisetarife für Biogasanlagen nach dem Ökostromgesetz 2002	19
Tabelle 3: Überblick für die verschiedenen Regelenergiearten	23
Tabelle 4: Vergleich der verschiedenen Biogasaufbereitungstechnologien	40
Tabelle 5: Gasqualitätsanforderung nach ÖVGW RL G 31	45
Tabelle 6: Grundsätzliche Annahmen für die Berechnungen	52
Tabelle 7: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Kosten der Gasaufbereitung	54
Tabelle 8: Aufschläge für Distanzen von den direkt gemessenen Entfernungen (=Luftlinie) zu tatsächlichen Entfernungen	57
Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten für eine Gasleitung in €/m in Abhängigkeit des Leitungsdurchmessers.....	58
Tabelle 10: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Gasleitung	58
Tabelle 11: technisch-wirtschaftliche Randbedingungen für die Bewertung des mobilen Gastransports	59
Tabelle 12: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für den mobilen Gastransport	59
Tabelle 13: Technoökonomische Randbedingungen für die dezentrale Wärmenutzung.....	61
Tabelle 14: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die dezentrale Wärmenutzung	62
Tabelle 15: Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung von Gastankstellen.....	63
Tabelle 16: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für eine Gastankstelle.....	63
Tabelle 17: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene – Szenario 0 (Referenzszenario)	64
Tabelle 18: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 1	64
Tabelle 19: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 2	65
Tabelle 20: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 3	65
Tabelle 21: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 4	66
Tabelle 22: Durchschnittliche Biogastgestehungskosten der steirischen Biogasanlagen, gruppiert	75
Tabelle 23: Durchschnittliche Investitionskosten der besten 25% der Biogasanlagen für die Gasaufbereitung und -einspeisung	82
Tabelle 24: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 1	94
Tabelle 25: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 2	94
Tabelle 26: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 3	94
Tabelle 27: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 4	95
Tabelle 28: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 5	95
Tabelle 29: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Regionen I-XIII.....	99
Tabelle 30: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region I	100
Tabelle 31: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region II	100
Tabelle 32: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region III	101

Tabelle 33: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region IV	102
Tabelle 34: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region V	103
Tabelle 35: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region VI	104
Tabelle 36: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region VII	104
Tabelle 37: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region VIII	105
Tabelle 38: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region IX	105
Tabelle 39: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region X	106
Tabelle 40: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region XI	106
Tabelle 41: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region XII	107
Tabelle 42: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region XIII	107

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Schema der Systemgrenzen bzw. der untersuchten Szenarien.....	13
Abbildung 2: Übersicht über die Biogas- und Kläranlagen in der Steiermark mit Gemeindegrenzen und Darstellung des steirischen Erdgasnetzes	14
Abbildung 3: Darstellung Regelenergie	21
Abbildung 4: Darstellung Regelenergie	21
Abbildung 5: Visualisierung Regelenergie	22
Abbildung 6: Vergleich der spezifischen Kosten für die Verfahren der Gärrestaufbereitung nach KTBL30	
Abbildung 7: Ausbringungskosten in Abhängigkeit von der Transportdistanz – basiert auf Daten von Bärnthaler et al. (2008)	30
Abbildung 8: Schematische Darstellung des Konzepts der zentralen Gasaufbereitung	41
Abbildung 9: Vorrichtungen zum mobilen Transport von Biogas bzw. Biomethan	42
Abbildung 10: Schematische Darstellung des Konzepts der dezentralen Gasaufbereitung	43
Abbildung 11: Schematische Darstellung des Konzepts der dezentralen Wärmenutzung	48
Abbildung 12: Übersicht über die Biogas- und Kläranlagen in der Steiermark mit Gemeindegrenzen und Darstellung des steirischen Erdgasnetzes	50
Abbildung 13: Schema der Systemgrenzen bzw. der untersuchten Szenarien.....	51
Abbildung 14: Gestehungskosten in €/MWh _{ho} der Gasaufbereitung mittels PSA in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität in Nm ³ /h.....	55
Abbildung 15: Investitionskosten und Betriebskosten der Gasaufbereitung mit Druckwasserwäsche in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität in Nm ³ /h	56
Abbildung 16: Gestehungs- und Investitionskosten unterschiedlicher Aufbereitungstechnologien in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität in Nm ³ /h	56
Abbildung 17: Gestehungskosten einer Biomethan-Gasleitung bei 8.500 Volllaststunden in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität und der Entfernung	58
Abbildung 18: Gestehungskosten des mobilen Transports von Biomethan bei 8.500 Volllaststunden in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität und der Entfernung	60
Abbildung 19: Entwicklung der Agrarpreise für Weizen und Körnermais von 1990-2015	67
Abbildung 20: Modellhafte Darstellung der Wirtschaftlichkeitsplanungen im Zeitraum 2003-2006 für Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 100, 250 und 500 kW	68
Abbildung 21: Modellhafte Darstellung der Wirtschaftlichkeitsplanungen aus heutiger Sicht für Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 100, 250 und 500 kW	70
Abbildung 22: Modellhafte Darstellung der Wirtschaftlichkeitsplanungen für die kommenden Jahre für Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 100, 250 und 500 kW	70
Abbildung 23: Durchschnittliche Zusammensetzung der Biogasgestehungskosten von steirischen NAWARO-Anlagen (links) und Abfall-Anlagen (rechts)	71
Abbildung 24: Biogasgestehungskosten von kleinen Anlagen mit <50 m ³ CH ₄ /h in €/MWh _{ho}	73
Abbildung 25: Biogasgestehungskosten von Anlagen mit >50 m ³ CH ₄ /h in €/MWh _{ho}	74

Abbildung 26: Biogasgestehungskosten Abfallbiogasanlagen in €/MWh _{ho}	74
Abbildung 27: Modellberechnung für 100 kW _{el} , 250 kW _{el} , 500 kW _{el} , 750 kW _{el} und 1.000 kW _{el}	75
Abbildung 28: Modellberechnung für 100 kW _{el} , 250 kW _{el} , 500 kW _{el} , 750 kW _{el} und 1.000 kW _{el}	76
Abbildung 29: Modellberechnung für 100 kW _{el} , 250 kW _{el} , 500 kW _{el} , 750 kW _{el} und 1.000 kW _{el}	77
Abbildung 30: Modellberechnung für 100 kW _{el} , 250 kW _{el} , 500 kW _{el} , 750 kW _{el} und 1.000 kW _{el}	78
Abbildung 31: Spezifische Investitionskosten österreichischer Biogasanlagen	78
Abbildung 32: Gestehungskosten der Biomethaneinspeisung nach dezentraler Aufbereitung über eine Gasleitung einer steirischen Biogasanlage in Abhängigkeit des Anteils des eingespeisten Gases am Gesamtgasproduktionsvolumen	80
Abbildung 33: Gestehungskosten der dezentralen Wärmenutzung für eine steirische Biogasanlage in Abhängigkeit des Anteils an Haushaltskunden	83
Abbildung 34: Break-Even-Entfernung vom Biomethan-Transport mittels Gasleitung bzw. mobilen Gasspeichern in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität Rohbiogas bei 8.500 bzw. 5.000 Volllaststunden/Jahr	84
Abbildung 35: Gestehungskosten einer CNG-Tankstelle in Abhängigkeit des jährlichen Biomethan-Absatzes.....	85
Abbildung 36: Gestehungskosten des Biomethan-Vertriebs einer Biogasanlage über eine CNG-Tankstelle in Abhängigkeit des Anteils des Absatzvolumens der Tankstelle am Gesamtgasproduktionsvolumen	85
Abbildung 37: Täglich anfallende Klärgasmenge der untersuchten Kläranlagen	87

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS

kW	Kilowatt
MW	Megawatt
kWh	Kilowattstunde
MWh	Megawattstunde
Nm ³	Normkubikmeter
ho	Brennwert
hu	Heizwert
el	elektrisch
BHKW	Blockheizkraftwerk
PSA	Pressure Swing Adsorption
CNG	Compressed Natural Gas
EVU	Energieversorgungsunternehmen
ÖSG	Ökostromgesetz
BGA	Biogasanlage
KA	Kläranlage
NAWARO	Nachwachsende Rohstoffe

1 EINLEITUNG

1.1 ARGE BiGa-NET

Biogas ist eine wesentliche Stütze der österreichischen Energiewirtschaft und eine sinnvolle Ergänzung von landwirtschaftlichen Betrieben. Gerade diese Branche hat in den letzten Jahren Höhen und Tiefen miterlebt, aktuell wird an Rahmenbedingungen für die nachhaltige Weiterentwicklung der Technik gearbeitet.

Dabei hat diese Technologie mehr zu bieten. Biogas kann etwa zu Biomethan aufbereitet werden, oder dringend benötigter Regelstrom kann bereitgestellt werden. Das ACR-Institut Güssing Energy Technologies (GET) forscht seit 12 Jahren in diesem Bereich und setzt die Ergebnisse in die Praxis um. Das industriewissenschaftliche Institut (IWI) ist einer der ersten Anlaufstellen zur Berechnung der Auswirkungen auf die österreichische Wirtschaft von innovativen Technologien. Dies erfolgte bis jetzt stets in enger Zusammenarbeit mit führenden Forschungseinrichtungen weltweit. Gleichzeitig hat in der Biogasbranche eine Konsolidierung und Spezialisierung stattgefunden. Das Wissen ist derzeit bei einigen wenigen Kompetenzträgern gebündelt, welche aber nun über mehr Wissen verfügen denn je. Unter der Führung des industriewissenschaftlichen Institutes haben sich der Kompost & Biogas Verband Österreich, die BOKU Wien, bzw. IFA Tulln, planergy, das Institut f. Verfahrenstechnik der TU Wien und die Güssing Energy Technologies zum BiGa- NET zusammengeschlossen. Das BiGa-NET dient mit seinen Spezialisten als zentrale Anlaufstelle für alle Themen rund um Biogas, ist also ein One-Stop-Shop um die Ergebnisse der wissenschaftlichen Forschungsarbeiten derart für den Anwender nutzbar zu machen, dass in kleinen Projektschritten jeweils wertvolle und sofort umsetzbare Maßnahmen implementiert werden können.

1.2 Ziele der Studie

Die Arbeitsgemeinschaft BiGa-NET zusammen mit der LEA wurde von einem Konsortium bestehend aus Energienetze Steiermark, Amt der Steiermärkischen Landesregierung und der Steiermärkischen Landwirtschaftskammer damit beauftragt neue Szenarien für Biogasanlagen in der Steiermark zu entwickeln, deren Einspeisetarife für Ökostrom auslaufen, bzw. schon ausgelaufen sind.

Es wurden alle Biogasanlagen in der Steiermark wirtschaftlich evaluiert und ermittelt welche Geschäftsmodelle für die Biogasproduktion bzw. -verwertung in Zukunft abseits der Stromproduktion für die jeweiligen Anlagen wirtschaftlich am besten darstellbar sind. So kann es etwa für eine Anlage am rentabelsten sein, das Gas aufzubereiten und einzuspeisen, für eine andere Anlage könnte es vielleicht günstig sein zusätzlich eine CNG-Tankstelle zu betreiben und eine dritte Anlage hätte möglicherweise die besten Voraussetzungen in einem Zusammenschluss mit mehreren Anlagen über ein Gasnetz oder mittels mobilem Gastransport mit einer entsprechenden Verwertung des Gases.

Diese (und andere) Optionen wurden für jede einzelne Anlage sowie für mehrere Regionen in der Steiermark untersucht. Dadurch konnten einerseits Empfehlungen für die zukünftige Ausrichtung der einzelnen Anlagen abgegeben und andererseits durch diese Analysen generelle Trends, technisch-wirtschaftliche Rahmenbedingungen und wirtschaftliche Möglichkeiten der Biogasbranche in der Steiermark evaluiert werden.

Als Ergänzung zu den Biogasanlagen werden die steirischen Kläranlagen in die Betrachtung miteinbezogen. Da eine hohe Zahl dieser Anlagen über Faultürme verfügen und bereits Klärgas produzieren, ist es auch von Interesse die Möglichkeiten dieser Anlagen im Verbund mit den Biogasanlagen zu untersuchen.

1.3 Zusammenfassung

Diese Studie bietet viele bisher nicht veröffentlichte Details aus letzten Forschungsergebnissen im Bereich Gärrestverwertung, Biomethan-Aufbereitungsanlagen, Biogas Gestehungskosten, Regelenergie, mobiler Gastransport, direkte Wärmenutzung, dezentrale Biogasnetze, usw. Damit und mit den Ergebnissen aus anderen Initiativen (<http://biga-net.at>) ist es möglich bestehenden Anlagen Optimierungspotentiale aufzuzeigen um damit die Wirtschaftlichkeit zu verbessern.

Derzeit produziert der Großteil der steirischen Biogasanlagen Wärme, Dünger und Strom. Letzterer wird in das öffentliche Netz eingespeist und als Ökostrom vergütet. Die Handelspreise unter den Energieversorgern sind in den letzten Jahren entgegen der Prognosen von vor 15 Jahren deutlich gesunken. Daher gilt es für die Anlagen nach Ende der Ökostrom-Tariflaufzeit alternative Geschäftsmodelle zur Biogas-Verstromung zu finden.

Im Rahmen dieser Studie wurden für die steirischen Biogasanlagen systematisch unterschiedliche Geschäftsmodelle untersucht:

- Stromproduktion (Ökostrom, Verkauf am Strommarkt, Regelenergieproduktion)
- Gasaufbereitung zu Biomethan
 - Einspeisung ins Erdgasnetz
 - Betrieb einer CNG-Tankstelle
- Direkte Wärmenutzung des Roh-Biogases
- Gärrestvermarktung

Die wirtschaftliche Bewertung der einzelnen Szenarien erfolgte auf Basis von Gestehungskosten, welche durch die Investitionskosten und Betriebskosten der jeweiligen Option bestimmt werden.

Eine Übersicht zu den untersuchten Szenarien gibt Abbildung 1:

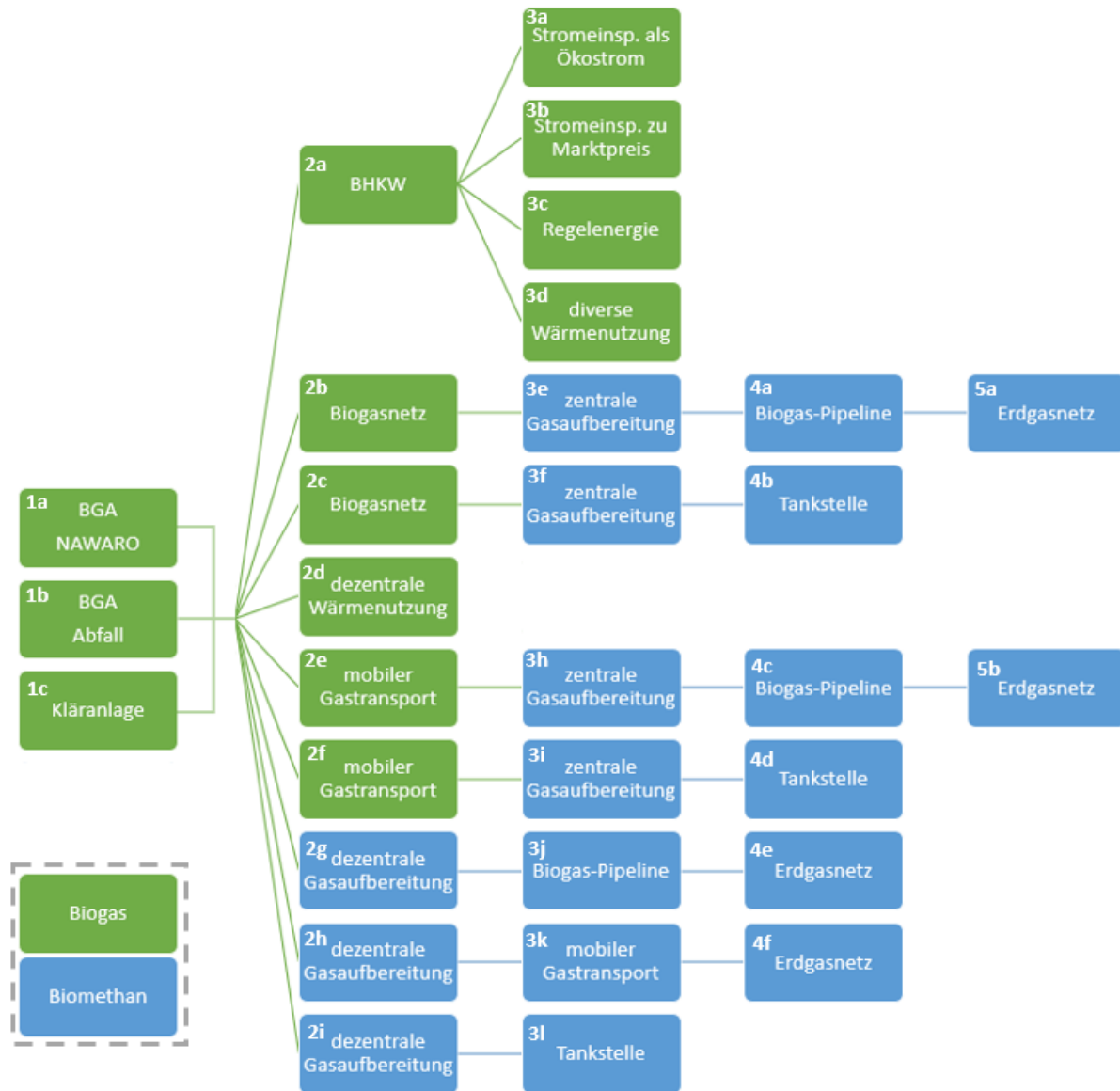


Abbildung 1: Schema der Systemgrenzen bzw. der untersuchten Szenarien

Zusätzlich zu den Biogasanlagen wurde diese Auswertung auch für die steirischen kommunalen Kläranlagen durchgeführt, da diese auch ein erhebliches Potential zur Klärgasproduktion aufweisen und v.a. in Anlagenverbänden mit Biogasanlagen wirtschaftlich interessante Möglichkeiten bieten.

In Abbildung 2 werden die im vorliegenden Bericht untersuchten Biogas- und Kläranlagen sowie das Erdgasnetz der Steiermark übersichtlich dargestellt.

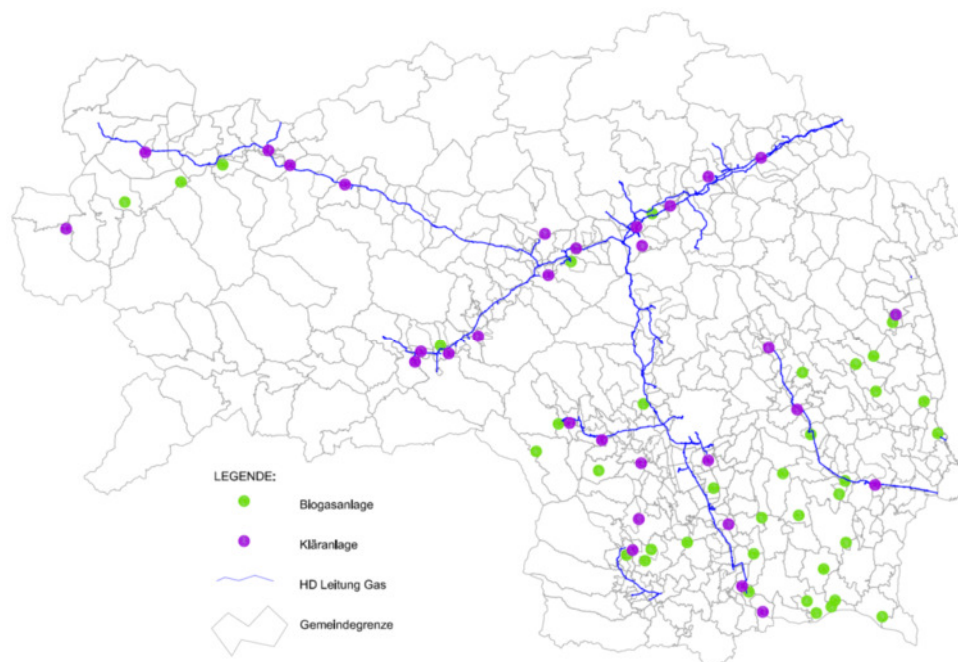


Abbildung 2: Übersicht über die Biogas- und Kläranlagen in der Steiermark mit Gemeindegrenzen und Darstellung des steirischen Erdgasnetzes

Zusätzlich zu den Analysen auf Anlagenebene wurden auch die wirtschaftlichen Möglichkeiten und Vorteile von Regionsverbänden untersucht. Dazu wurden 13 Regionen definiert und die oben angeführten Szenarien für alle möglichen Kombinationen von Anlagen und Geschäftsmodellen systematisch analysiert.

Biogasgestehungskosten

In die Berechnungen zu den Biogasgestehungskosten fließen Substratkosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten und Arbeiterledigungskosten mit ein. Die ausgewiesenen Produktionskosten beinhalten keinen Kapitaldienst der Erstinvestition, es werden aber variable und fixe Kosten von notwendigen Ersatzinvestitionen (werden notwendig bei einer Verlängerung der Betriebslaufzeit) miteingerechnet. Das heißt, es wurde davon ausgegangen, dass die Anlagen komplett abgeschrieben sind und für die Fortführung des Betriebes nur diejenigen Ersatzinvestitionen getätigt werden, welche unbedingt erforderlich sind.

Die durchschnittlichen Gestehungskosten der kleinen Biogasanlagen (<50 Nm³ CH₄/h) belaufen sich auf ca. 82 €/MWh_{ho}. Größere Biogasanlagen (>50 Nm³ CH₄/h) produzieren Biogas zu durchschnittlichen Gestehungskosten von 78 €/MWh_{ho}. Abfallanlagen haben durchschnittliche Produktionskosten von 80 €/MWh_{ho}, sind aber aufgrund der Inhomogenität des Inputmaterials sehr uneinheitlich.

Gasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz

Biogasanlagen

Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Biogasanlagen bei der dezentralen Biomethanproduktion betragen 114,3 €/MWh_{ho}. Für die wirtschaftlich effizienteste Anlage liegen die Gestehungskosten bei 83,8 €/MWh_{ho}. Die besten 25% der Anlagen können zu durchschnittlichen Gestehungskosten von 92,2 €/MWh_{ho} ins Gasnetz liefern.

Kläranlagen

Eine Kläranlage kann kostengünstiger als Biogasanlagen einspeisen, die wirtschaftlich effizienteste Anlage in diesem Szenario kann mit Gestehungskosten von 69,9 €/MWh_{ho} Biomethan ins Gasnetz liefern. Durch die geringeren Klärgasmengen je Kläranlage liegen die durchschnittlichen Gestehungskosten für diesen Verwertungsweg allerdings wesentlich höher als bei Biogasanlagen, nämlich bei 148,2 €/MWh_{ho}. Die besten 25% der Kläranlagen können zu durchschnittlichen Gestehungskosten von 93,9 €/MWh_{ho} Biomethan produzieren und einspeisen.

Bei Kläranlagen ist jedoch zu hinterfragen, ob es Sinn macht, erneuerbares Methan in das Erdgasnetz einzuspeisen. Derzeit wird das anfallende Klärgas für die Eigenwärme- und Eigenstromversorgung verwendet. Wird das Klärgas als erneuerbares Gas im Gasnetz genutzt, muss der Eigenwärme- und Eigenstrombedarf anderwärtig (Stromzukauf, Erdgaszukauf) gedeckt werden. Dadurch sinkt das theoretische Potential von erneuerbarem Methan um den Zusatzverbrauch an z.B. Erdgas.

Anlagenverbünde

Der wirtschaftlich effizienteste Verbund von Anlagen kann Biomethan zu Gestehungskosten von etwa 83 €/MWh_{ho} ins Gasnetz einspeisen. Für eine Biogasanlage in diesem konkreten Verbund wäre die Gasaufbereitung und Einspeisung als Einzelanlage (d.h. ohne Kooperation mit anderen Anlagen) hingegen nur zu Gestehungskosten von 134 €/MWh_{ho} möglich. An diesem Beispiel zeigt sich der mögliche wirtschaftliche Vorteil einer Kooperation bzw. eines Zusammenschlusses von Anlagen sehr deutlich.

Durch diese Synergieeffekte erhöhen sich auch die potentiellen Biomethanmengen. Betrachtet man alle einzelnen Biogasanlagen, die bis zu Gestehungskosten von 100 €/MWh_{ho} ins Gasnetz liefern können, ergeben sich hier potentielle Biomethan-Produktionsmengen von knapp 11 Mio. m³ Biomethan. Werden hingegen Regionsverbünde betrachtet, die bis zu Gestehungskosten von 100 €/MWh_{ho} ins Gasnetz liefern können, ergibt sich ein potentielles Produktionsvolumen von über 18 Mio. m³ Biomethan pro Jahr. Das entspricht etwa einem Drittel des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte.²⁸

Der größte wirtschaftlich effiziente Anlagenverbund ist in der südöstlichen Steiermark ein Zusammenschluss von 8 Biogasanlagen, die zu Gestehungskosten von 85 €/MWh_{ho} Biomethan ins Gasnetz liefern könnten. Die Anlagen würden über ein Leitungsnetz mit einer Gesamtlänge von ca. 55 km zusammengeschlossen werden, die Aufbereitungsanlage könnte bei einer Biogasanlage 400 Meter von einem möglichen Gaseinspeisepunkt entfernt errichtet werden. Dieser Verbund könnte



jährlich knapp 10 Mio. m³ Biomethan produzieren (= ca. 18% des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte²⁸).

Gasaufbereitung und Betrieb einer CNG-Tankstelle

Wird zusätzlich zur Biomethan-Einspeisung eine CNG-Tankstelle errichtet und Biomethan dort (teilweise) vertrieben, ist dies für die wirtschaftlich effizientesten Anlagen (Biogas- & Kläranlagen) zu Gesteungskosten im Bereich von 105-110 €/MWh_{ho} möglich.

Ähnlich wie bei den Einzelanlagen ist der Vertrieb von Biomethan an einer CNG-Tankstelle auch für Anlagenverbünde zu Gesteungskosten ab 105 €/MWh_{ho} möglich. Es ist jedoch anzumerken, dass es erst durch Anlagenkooperationen für viele Anlagen möglich wird eine wirtschaftlich sinnvolle Größe einer Tankstelle zu realisieren. Sehr kleine Anlagen verfügen nicht über die Gasmengen um eine Tankstelle in entsprechender Größe zu errichten bzw. zu betreiben.

Regionalwirtschaftliche Effekte der Biogasbranche in der Steiermark

Das Industriewissenschaftliche Institut hat im Rahmen des Projektes die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Biogasproduktion in der Steiermark untersucht, in Tabelle 1 werden die wichtigsten Ergebnisse zusammengefasst:

Ausgelöst durch jährliche Energieproduktion	
Regionalwirtschaftliche Produktion in der steirischen Wirtschaft durch Biogasanlagen 2013	61,4 Mio. €
- in der Biogasbranche	24,0 Mio. €
- in vorgelagerten Branchen	37,4 Mio. €
Weitere Effekte:	
- Wertschöpfung	18,8 Mio. €
- Beschäftigung	570 Vollzeitäquivalente
Ausgelöste Investitionstätigkeit 2002-2014	
Investitionen der Biogasbranche	75,4 Mio. €
- davon aus dem Inland bezogen	57,8 Mio. € 78 %
Durch Investitionen ausgelöst:	
- Produktion	117,7 Mio. €
- Wertschöpfung	51,2 Mio. €
- Beschäftigung	630 Vollzeitäquivalente

Tabelle 1: Regionalwirtschaftliche Effekte der Biogasbranche in der Steiermark

Schlussfolgerungen

- Alternative Geschäftsmodelle wie die Biomethanproduktion und Einspeisung in das öffentliche Gasnetz kann unter optimalen Rahmenbedingungen zu marktkonformen Kosten erfolgen und stellt somit eine gangbare Alternative zur Ökostromproduktion dar.
- Es ist zu erwarten, dass sich die Zusammensetzung der eingesetzten Substrate der NAWARO-Anlagen nach Ende der Ökostrom-Tariflaufzeit etwas verändert. Ein gesteigerter Einsatz von Rest- und Abfallstoffen, die nicht dem Abfallrecht unterliegen, scheint wahrscheinlich. Ob daraus wirtschaftliche Vorteile generieren lassen, hängt davon ab ob die Vorbehandlung dieser Rest- und Abfallstoffe zusätzliche Kosten verursacht und wie hoch deren Gasbildungspotential ist.
- Die Biogasproduktion muss in Zukunft, noch mehr als in vergangenen Jahren, die gesamte Wertschöpfungskette in den Anlagenbetrieb miteinbeziehen. Dabei geht es einerseits um die der Biogasproduktion vorgelagerten Prozesse (alternative Substrate, Zwischenfrüchte für die Biogasproduktion, Abfälle und Reststoffe) und andererseits um die der Biogasproduktion nachgelagerte Prozesse, wie der Gärrestvermarktung bzw. dem Düngemittelverkauf. Nur wirtschaftlich effizienten Anlagen wird es möglich sein neue Geschäftsmodelle langfristig zu implementieren und im Energiemarkt unter aktuellen Rahmenbedingungen zu bestehen.
- Geschäftsmodelle wie die Regelenergieproduktion oder die dezentrale Wärmenutzung von Rohbiogas können eine sinnvolle Ergänzung zu anderen Geschäftsmodellen (wie Biomethanproduktion) sein, isoliert betrachtet sind solche Modelle aber wirtschaftlich nicht bzw. nur schwer darstellbar.
- Bei einer Umstellung auf alternative Geschäftsmodelle, wie die Gasaufbereitung und Einspeisung, sind die Anlagen mit hohen Investitionskosten konfrontiert. Abhängig von der Größe der Anlage und dem Standort können hier Kosten von mehreren hunderttausend bis mehreren Millionen Euro anfallen.
- Für mittlere und große Biogasanlagen finden sich wirtschaftlich darstellbare Szenarien auch bei der Betrachtung als Einzelanlagen, d.h. nicht im Regionsverbund. Für kleine Anlagen wird es schwieriger alleine am Energiemarkt zu bestehen. Für diese Anlagen sind Lösungen im Anlagenverbund zu suchen, wo sich mehrere Anlagen in einer Region zusammenschließen um hier von mit steigender Größe sinkenden spezifischen Kosten von Investitionen zu profitieren.
- Die, im Vergleich zu Biogasanlagen, geringe Gasproduktion der meisten steirischen Kläranlagen macht es, bei der Einzelbetrachtung, für diese Anlagen schwieriger, wirtschaftlich darstellbare Szenarien zu finden. Allerdings produzieren die Kläranlagen in der Regel zu günstigeren Gestehungskosten, d.h. wirtschaftlich darstellbare Modelle können hier bei Anlagen kleiner Größe eher gefunden werden, als bei Biogasanlagen.
- Die steirischen Biogasanlagen verfügen über ein potentielles Biomethan-Produktionsvolumen (d.h. wenn sich alle im Betrieb befindlichen Anlagen für eine Gasaufbereitung entscheiden würden) von über 31 Mio. m³ Biomethan pro Jahr. Das sind 56% des Erdgas-Verbrauchs der steirischen Haushalte. Für diese Energie wendeten die steirischen Haushalte ungefähr



25,5 Mio. € auf²⁸. Gemeinsam mit den Kläranlagen könnten in der Steiermark jährlich knapp 39 Mio. m³ Biomethan produziert werden (entspricht 68% des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte).

- Bei einem Weiterbestand der steirischen Biogasanlagen wird mit Sicherheit die durch die Energieproduktion ausgelöste regionalwirtschaftliche Produktion i.d.H.v. rund 60 Mio. € erhalten bleiben. Mit hoher Sicherheit werden auch zusätzliche Investitionen getätigt, wenn ein mittelfristig planbares Geschäftsmodell, wie die Biomethaneinspeisung, vorliegt. Damit ist eine signifikante Produktion und Wertschöpfung zu erwarten, was einen positiven Impuls für die Wirtschaftsleistung bedeutet und Arbeitsplätze schafft.
- Grundsätzlich muss festgehalten werden, dass der Betrieb von Biogasanlagen weitere positive Effekte hat, welche schwer quantifiziert werden können. So sind etwa Anlagen in bestehende landwirtschaftliche Betriebe integriert, um Gülle zu verwerten, wodurch die Geruchsbelästigung minimiert wird. Teilweise wird Gras eingesetzt, welches von Flächen stammt, die nicht mehr genutzt wurden, usw.

Die Ergebnisse der Studie geben einen guten Überblick über alternative Geschäftsmodelle der steirischen Biogasanlagen. Wie im Bericht dargestellt, sollten nun Details geklärt werden und in Verhandlungen mit allen Beteiligten gegangen werden. Die Unternehmensformen müssen festgelegt werden, Schnittstellen definiert, regionale Kosten überprüft werden, usw.

Gelingt dies, wird die Steiermark Pionier in einem Bereich der in spätestens 3 Jahren ganz Österreich und in weiterer Folge alle Biogasanlagen in Europa betrifft, d.h. sie wird ein Beispiel für einen Markt sein, der rund 300 Biogasanlagen in Österreich, 9.000 Biogasanlagen in Deutschland und vielen weiteren Anlagen in Italien, Tschechien einschließt, europaweit insgesamt ca. 17.000.

2 VERWERTUNGSPFADE UND RAHMENBEDINGUNGEN

In diesem Abschnitt werden grundsätzliche Möglichkeiten zur Verwertung von Biogas bzw. Klärgas erläutert. Sämtliche vorgestellten Verwertungsmöglichkeiten wurden für die steirischen Anlagen wirtschaftlich evaluiert. Die Ergebnisse dieser Untersuchung und die Schlussfolgerungen daraus sind in den nachfolgenden Kapiteln angeführt.

Außerdem werden in diesem Abschnitt auch relevante wirtschaftlich/technisch/politisch-rechtliche Rahmenbedingungen diskutiert und wesentliche Erkenntnisse zusammengefasst.

2.1 Stromproduktion

2.1.1 Stromverkauf zu Ökostromtarifen

Die in dieser Untersuchung betrachteten Biogasanlagen produzieren zurzeit Strom und speisen diesen als Ökostrom in das lokale Stromnetz ein.

Der Großteil der heute in der Steiermark in Betrieb befindlichen Biogasanlagen wurde mit dem Ökostromgesetz 2002 errichtet. In der zugehörigen Ökostroms-VO wurden folgende Einspeisetarife festgesetzt:

Bis 100 kW	16,50 ct/kWh
> 100 kW – 500 kW	14,50 ct/kWh
> 500 kW – 1 MW	12,50 ct/kWh
> 1 MW	10,30 ct/kWh

Tabelle 2: Ökostrom-Einspeisetarife für Biogasanlagen nach dem Ökostromgesetz 2002

Als Grundlage für diese Ökostrom-Einspeisetarife dienten wirtschaftliche Berechnungen, in denen die Rahmenbedingungen des Jahres 2001/2002 einfließen. Diese Rahmenbedingungen änderten sich ab dem Jahr 2007 sehr deutlich zu Ungunsten der Biogasanlagenbetreiber. Der Gesetzgeber reagierte daraufhin mit dem Rohstoffkostenzuschlag und ab 2012 mit dem Betriebskostenzuschlag in der Höhe von 4 ct/kWh.

Die Gutachten für diese Zuschläge zeigten aber in der Regel Zusatzkosten von 6 ct/kWh und mehr. So präsentierte Dr. Harald Proidl, zuständig für die Gutachten zum Betriebskostenzuschlag bei der e-control, beim biogas14 Kongress in Salzburg eine Differenz der variablen Kosten (Betriebskosten, Arbeitserledigungskosten, Substratkosten) zwischen 2006 und

- **2012** von 6,44 ct/kWh
(11,52 ct/kWh vs. 17,96 ct/kWh)
- **2013** von 7,61 ct/kWh
(11,52 ct/kWh vs. 19,13 ct/kWh)

im Durchschnitt aller Biogasanlagen. Ein Zusammenhang zwischen installierter Leistung und variablen Kosten (Economies of Scale) konnte Dr. Proidl dabei nicht feststellen.

Dies erklärt auch die aktuelle wirtschaftliche Lage vieler Biogasanlagen, die es nicht schafften, die Investitionen in der vorgesehenen Zeit von 13 Jahren abzuschreiben.

2.1.2 Stromverkauf zu Marktpreisen

Nach Auslaufen der Ökostromförderung besteht für die Biogasanlagen prinzipiell die Möglichkeit weiter Strom zu produzieren und diesen auf dem freien Strommarkt zu verkaufen. Dabei gelten jedoch andere Rahmenbedingungen:

- Es gibt keine fixen Tarife über eine vergleichbare Laufzeit
- Die aktuellen Strompreise sind wesentlich niedriger als die Tarife der Ökostromförderung

Der Strommarkt wird in Österreich etwa durch die e-control evaluiert, welche für das 2. Quartal 2017 einen Marktpreis von **3,088 ct/kWh** ermittelt hat.¹

Vergleicht man diesen Marktpreis mit den Ökostromtarifen lt. Tabelle 2 und den Ausführungen in Abschnitt 2.1.1, wird rasch ersichtlich, dass es für Biogasanlagen auf Dauer keine Option sein kann zu den derzeitigen Marktpreisen Strom auf dem freien Markt zu verkaufen.

2.1.3 Regelenergie

2.1.3.1 Grundlagen

In Österreich kommt es unter anderem durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu vermehrten Schwankungen im Stromnetz, die beispielsweise durch Windflauten oder Bewölkung hervorgerufen werden. Um dennoch die Frequenz im Übertragungsnetz stabil bei 50 Hertz zu halten, wird durch den Übertragungsnetzbetreiber beziehungsweise Regelzonenführer Regelenergie aktiviert. Diese gleicht Schwankungen im Stromnetz innerhalb von Sekunden ("Primärregelreserve"), fünf Minuten ("Sekundärregelreserve") oder zehn Minuten ("Tertiärregelreserve") aus, wie in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt.

¹ E-Control 2017. Aktueller Marktpreis gemäß § 41 Ökostromgesetz. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/marktteilnehmer/oeko-energie/marktpreis>. Abgerufen am 12.06.2017 14:17

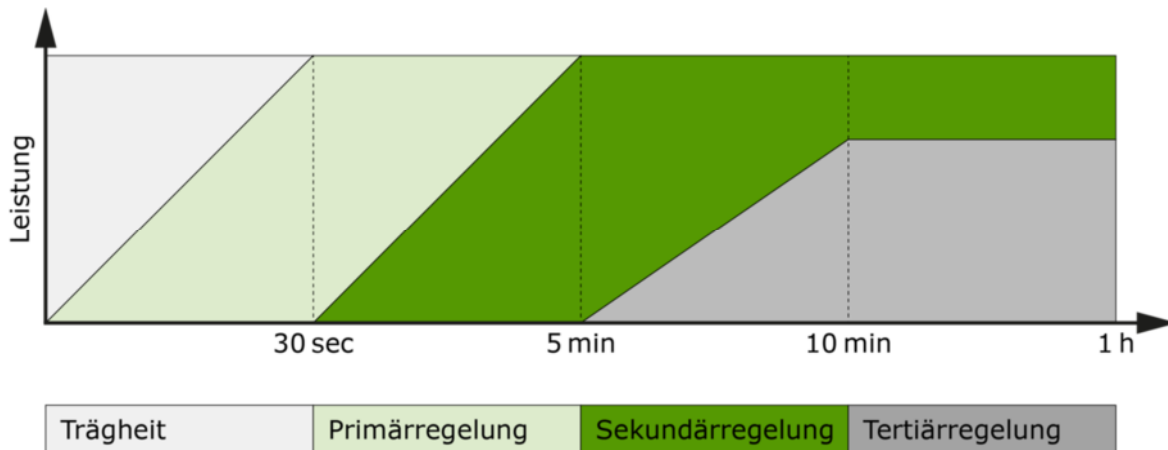


Abbildung 3: Darstellung Regelenergie²

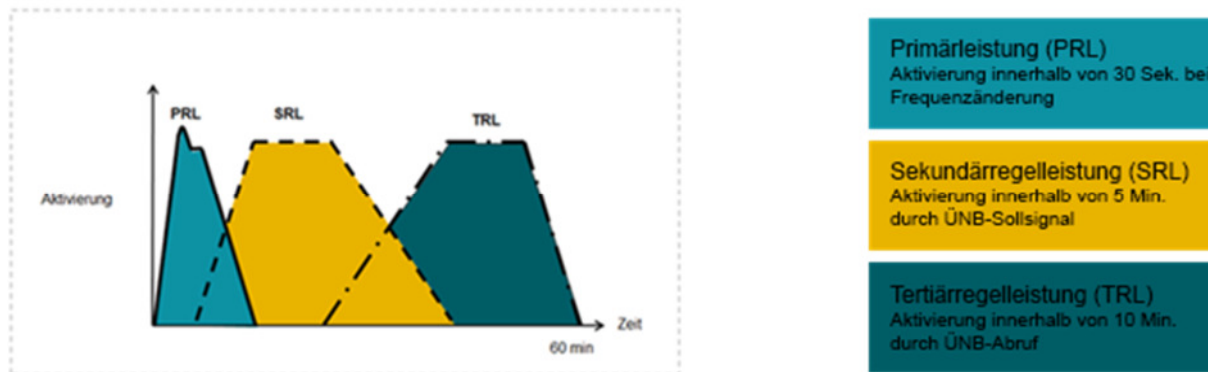


Abbildung 4: Darstellung Regelenergie³

Neben dem Zustand, dass zu viel Energie im Netz ist (Überangebot), kann es auch vorkommen, dass zusätzliche Energie in das Netz gespeist werden muss (Mangel). Der Ausgleich von einem Überangebot wird „negative Regelenergie“ genannt. Durch Reduktion von Einspeisung durch Erzeugungsanlagen oder durch bewusstes Einschalten von Verbrauchern/Lasten wird das überhöhte Angebot ausgeglichen.

Von „positiver Regelenergie“ spricht man dann, wenn Strom in das Netz eingespeist wird beziehungsweise Verbraucher/Lasten reduziert werden.

² A1 Energy Pool 2017. Regelenergie. *Abgerufen am 18.04.2017.* URL: <https://www.a1energypool.at/regelenergie/>

³ VERBUND AG 2017. VERBUND Power-Pool. Energie gewinnbringend einsetzen. *Abgerufen am: 18.04.2017.* URL: <https://www.verbund.com/de-at/geschaeftskunden/industrie/energiesdienstleistungen/power-pool>

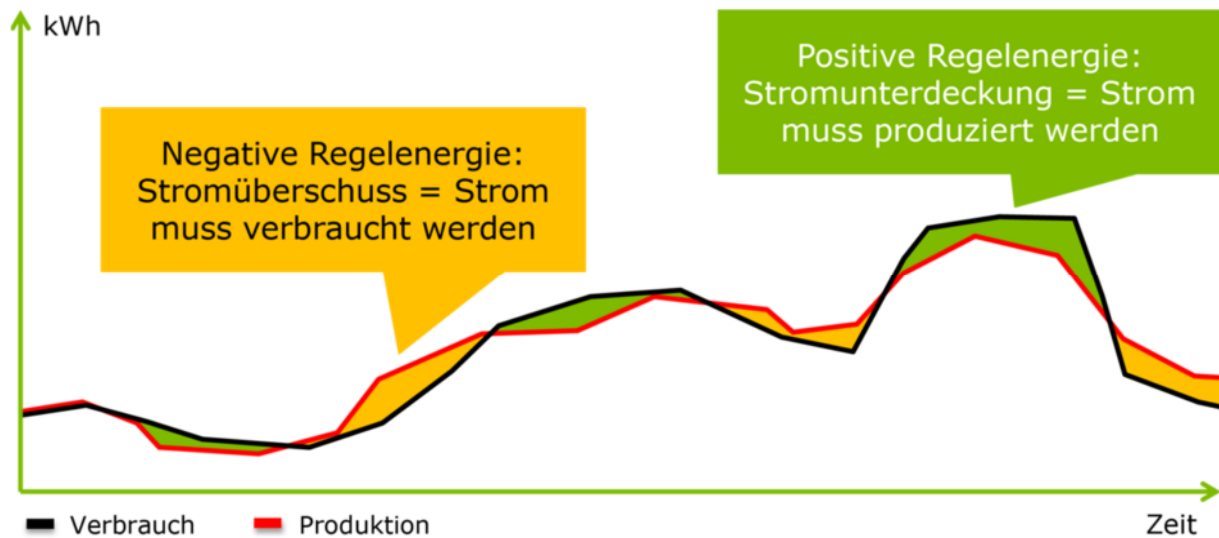


Abbildung 5: Visualisierung Regelenenergie²

Seit 2014 sind Pools zugelassen. Die folgende Tabelle gibt einen Überblick für die verschiedenen Regelenenergiearten Primär-, Sekundär-, und Tertiärregelung von der Internetseite <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>

Der Bedarf an Sekundärregelenergie beträgt etwa 200 MW an 1400 bis 2000 Stunden pro Jahr. Derzeit bieten einige Unternehmen Dienstleistungen zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt an. Tabelle 3 stellt diejenigen Anbieter dar, welche zum Zeitpunkt der Berichtserstellung aktiv waren. Eine aktuelle Liste ist auf der Seite der e-control zu finden.

Anbieter	PRL	SRL	TRL
A1 Telekom Austria AG		X	X
e2m-Energiehandel GmbH		X	X
Energie AG Oberösterreich Kraftwerke GmbH	X	X	
EVN AG	X	X	X
GEN-I Vienna GmbH			X
Innsbrucker Kommunalbetriebe AG	X		
KELAG-Kärntner Elektrizitäts-Aktiengesellschaft	X	X	X
Lechwerke AG		X	X
Linz Strom GmbH			X
Next Kraftwerke GmbH		X	X
TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG	X	X	X
Salzburg AG für Energie, Verkehr und Telekommunikation	X	X	X

VERBUND Solutions GmbH		X	X
VERBUND Trading AG	X	X	X
Vorarlberger Kraftwerke AG		X	X
Wien Energie GmbH		X	X

Tabelle 3: Überblick für die verschiedenen Regelenergiearten

Diese Pools bieten folgende Services an, wobei manche Anbieter nicht alle Leistungen im Programm haben:

- Bilanzgruppenoptimierung
- Intraday-Handel
- Umbau der Anlagen und Ausstattung mit eigener Regelung
- Abwicklung der Abrechnung
- Administration, usw.

Diese Kosten werden durch den laufenden Betrieb gedeckt, etwa 30% des Umsatzes sind für diese Leistungen vorzusehen. Gleichzeitig fallen keine weiteren Kosten im Betrieb für den Pool bzw. für die Vorbereitungsphase, usw. an. Manche Anbieter verlangen zwischen 2.000 und 5.000 € für die Herstellung der Fernsteuerbarkeit.

Der Pool übernimmt die Abwicklung Verhandlungen mit den verschiedenen Stellen, usw. und gibt auch die Angebote ab. Die Reihung der Angebote beim Bezieher der Regelenergie erfolgt nach dem Leistungspreis [€/kW], der Abruf erfolgt nach der Höhe des angebotenen Arbeitspreises [€/MWh] (Merit-Order Prinzip). Der Pool hat Erfahrungen bei der Preisgestaltung und aktualisiert die Strategie aufgrund der zugrundeliegenden Prognosen. Deswegen werden umfangreiche Services, wie die gesamte Abwicklung, oder auch nur die Angebotsabgabe, usw.

Für die Bereitstellung von Primärregelenergie kann ungefähr noch ein Ertrag zwischen 2.800 und 3.000 € pro Woche und MW Erlöst werden. In Österreich werden 67 MW ausgeschrieben.

Eine technische Voraussetzung ist der Nachweis der Leistung und des Profils. Diese Präqualifikation erfolgt über die APG, wo eine Doppelhöckerkurve abgefahren werden muss. Zunächst muss ein linearer Anstieg von Null auf die maximale Leistung in 5 min erreicht werden, diese Last dann 5 Minuten gehalten werden und die Last innerhalb von 5 Minuten wieder linear auf Null verringert werden. Wenn die Anforderungen beim Absolvieren dieser Rampenfunktion erfüllt wurden kann die Präqualifikation erteilt werden. Wenn nicht ist nach 5 Minuten Pause dasselbe Profil wieder zu absolvieren. Diese Periode von 5 min gilt für Sekundärregelung, bei der Tertiärregelung beträgt sie 10 Minuten.

Die Mindestleistung beschränkt die Teilnehmer am Regelenergiemarkt. Eine wesentliche Aufgabe des Regelenergiepools ist die Zusammenfassung von kleineren Regelenergieerzeugern, um in Summe eine größere Gesamtleistung darstellen zu können. Für die Teilnahme am Sekundärregelmarkt sind mind.

5 MW an Leistung nachzuweisen. Die minimale Leistung als Anforderung der APG zur Teilnahme am Tertiärregelenergiemarkt beträgt 1 MW.

Eine weitere Grundlage findet in verschiedenen Varianten Berücksichtigung in den Marktmodellen. Grundsätzlich muss die Redundanz der Regelenergie bei den einzelnen Regelarten in verschiedener Weise nachgewiesen werden. Wieviel Redundanz erforderlich ist, leitet sich von der Zusammensetzung des Pools ab. Dies kann weniger als 50% der Spitzenleistung eines Pools betragen. Eine einfache Redundanz bedeutet, z.B. dass für 1 MW akzeptierter Regelleistung 2 MW an Einspeisern nachgewiesen und vorgehalten werden müssen. In diesem Fall würde die anzubietende Regelenergie genau 50% der Spitzenleistung betragen. Grundsätzlich gilt das n-1 Kriterium, d.h. die größte technische Einheit muss einmal abgebildet sein. Diese Anforderung wird teilweise schon durch die Pakete der Regelenergie Anbieter kompensiert. So sind etwa Modelle verfügbar, wo der einzelne Einspeiser keine Redundanz bereitstellen muss, weil dies durch den Anbieter geschieht. Dafür ist aber der angebotene Preis für die Regelenergie geringer. Oder es kann nur 50% der Leistung verkauft werden, dafür aber zum Marktpreis.⁴

2.1.3.2 Prognose Preise

Eine mittel- bzw. langfristige Prognose ist mit großen Unsicherheiten behaftet, weil das zugrundeliegende System relativ komplex ist und die Rahmenbedingungen schwer vorausgesagt werden können. Im Beobachtungszeitraum von 2015 bis 2017 sind etwa die Preise auf einen Bruchteil gesunken.

Im ersten Quartal des Jahres 2016 wurde eine Prognose aufgrund historischer Daten erstellt, welche vom A1 Energy Pool bereitgestellt wurden. Im Vergleich zu anderen Anbietern befanden sich deren Prognosen meist im oberen Spitzenfeld.

Die Anzahl der jährlichen Stunden, wo positive und negative Regelenergie bereitgestellt werden kann hängt davon ab, wie zielsicher das Angebot gestaltet wird. Einerseits ist es z.B. notwendig die Grenzen auszutesten, was teilweise dazu führt, dass man nicht zu den ausgewählten Einspeisern zählt. Andererseits sollten treffsichere und realistische Preisschätzungen gemacht und angegeben werden, um die Anzahl an Volllaststunden zu erhöhen. Auf Basis der Situation Ende des ersten Quartals 2016 stellten die folgenden Werte ein realistisches Szenario dar:

Volllaststunden und Arbeitspreis (bereits abzgl. Kosten des Pool) für:

- Positive Regelenergie: 2.500 Stunden 190 €/MWh
- Negative Regelenergie: 2.800 Stunden 210 €/MWh

Aufgrund der erheblichen Unsicherheiten bei der Ermittlung dieser Werte kann nur ausgesagt werden, dass die Erlöse für positive und negative Regelenergie im vorangegangenen Jahr ungefähr gleich hoch waren und sich um die 200 €/MWh bewegt haben. Mittelfristig ist davon auszugehen, dass zumindest

⁴ Weitere Informationen sind auf der APG und der e-control Homepage aktuell abrufbar

die negative Regelenergie kostengünstiger angeboten wird. Diese Kosten entsprechen den Gesamtkosten, außer bei negativer Regelenergie. Für diese Verbraucher fällt der Regelenergie Netztarif an. Von diesen Kosten müssen noch die Netzkosten abgezogen werden, welche in Abhängigkeit von der Leistungsgröße zwischen 20 und 50 €/MWh liegen werden.

Nach diesem Beobachtungszeitraum Anfang 2016 haben sich die Preise stark verringert. Dieser Trend ist ähnlich zu Energieeffizienz bzw. CO₂-Zertifikaten eingetreten. Es könnte sein, dass sich die Preise auf dem aktuellen Niveau konsolidieren.

Anfang 2017 stellt sich der Marktpreis als Summe aus Netzentgelten und Strompreis wie folgt dar und wird deswegen als weitere Berechnungsgrundlage herangezogen:

- Positive Regelenergie: 1.500 Stunden 100 €/MWh
- Negative Regelenergie: 1.500 Stunden 50 €/MWh

Diese durchschnittlichen Annahmen können durch Optimierungen und Anpassungen an den jeweiligen Betriebsfall noch optimiert werden. In der Praxis kann es etwa relevant sein, wie oft eine solche Leistung abgerufen wird und wie oft damit ein BHKW gestartet werden muss. Von verschiedenen Anbietern werden verschiedene Modelle angeboten.

2.1.3.2.1 Mehrerlöse durch flexible Fahrweise

Auf Basis der historischen Strompreise aus 2016 wurde vom KBVÖ eine Berechnung der Mehrerlöse im Falle einer flexiblen Fahrweise errechnet. Es wurde eine wochenweise Anpassung der Leistung (Optimierungs-Programm) für eine Anlage mit 500 kW bzw. 400 kW Durchschnittsleistung simuliert und die Mehrerlöse durch den Lastwechsel berechnet.

Der Mehrerlös bewegt sich zwischen 2,5 und 3 € pro MWh, d.h. etwas über € 10.000 pro Jahr.

2.1.3.3 Empfehlungen

Die genannten Zahlen verdeutlichen, dass eine Investition zur Ermöglichung einer flexiblen Fahrweise keinen Sinn macht. Wenn die Kapazitäten allerdings vorhanden sind ist eine Nutzung dieser Möglichkeit durchaus sinnvoll und kann die Gesamtwirtschaftlichkeit verbessern.

Diese Empfehlung wird auch durch eine deutsche Studie vom DBFZ belegt, welche die Möglichkeit zur Bereitstellung von Regelenergie von Biogasanlagen untersucht haben. Im Rahmen dieses dreijährigen Projektes wurde an 5 Anlagen nachgewiesen, dass sich nachträglich getätigte Investitionen in zusätzliche BHKW- und/oder Gasspeicherkapazitäten nicht amortisieren würden.⁵

Grundsätzlich stellen die in diesem Bericht genannten Modelle nur geringfügige Verbesserungen in wirtschaftlicher Hinsicht dar. Systemtechnische Effekte, wie die dezentrale Erzeugung von

⁵ Lauer, M., Dotzauer, M., Nebel, E., Postel, J., Hennig, C., & Lehmann, M. (2015). Schlussbericht – OptFlex Biogas – Ermittlung eines technisch-ökonomisch optimierten Betriebs flexibler Biogasanlagen (DBFZ No. FKZ 03KB073A) (S. 26). Projektträger Jülich - PtJ Geschäftsbereich Umwelt (UMW).

Regelenergie werden nicht entsprechend vergütet und sind daher für die Betreiber von Biogasanlagen irrelevant. Die aktuellen Preise für positive und negative Regelenergie liegen auch nur gering über den aktuellen Fixtarif der Strompreise und stellen daher keine Alternative zu Ökostrom Einspeisetarifen dar. Das heißt, dass Anlagen, welche auf einen kontinuierlichen Einspeisetarif zwischen 130 und 200 €/MWh exkl. Netznutzungsentgelt angewiesen sind, unter den Bedingungen des Regelenergiemarktes nicht kostendeckend betrieben werden können.

Im Sinne der im Rahmen dieser Studie angestrebten Gesamtsystembetrachtung ist auch die Teilnahme am Regelenergiemarkt eine Option, welche im Einzelfall geprüft werden muss und Ihren Beitrag zur wirtschaftlichen Optimierung des Gesamtsystems liefern kann.

2.1.4 Wärmeverkauf

Bei der Biogasnutzung in KWK-Anlagen werden Strom und Wärme produziert. Aus ökologischer Sicht und für eine effiziente Auslastung der Anlage ist eine Nutzung der anfallenden Wärme sinnvoll und notwendig, denn hierdurch kann der Wirkungsgrad der Anlage bis auf 90 % erhöht werden. Von der zur Verfügung stehenden Wärmemenge werden ca. 20-40 % für die Beheizung des Fermenters benötigt. Abzüglich der Verluste lassen sich dann 50-60 % für die Wärmeversorgung nutzen.⁶

KWK-Anlagen (hauptsächlich BHKW) befinden sich oft in unmittelbarer Nähe der Biogasanlage bzw. sind über Rohgasleitungen an diese angeschlossen und fungieren dann als Satelliten-BHKW in direkter Nähe von Wärmesenken.⁶ In der Vergangenheit nahm die Wärmenutzung von Biogasanlagen stetig zu, da diese (indirekt durch einen Mindest-Jahresnutzungsgrad, der nur bei entsprechender Wärmenutzung erreichbar ist) auch vom Gesetzgeber im Ökostromgesetz gefordert wurde.

Es gibt unterschiedliche Einsatzmöglichkeiten für Abwärme aus der Biogasverstromung. Entscheidend für wirtschaftlich sinnvolle Varianten ist der jeweilige Standort der Anlage bzw. die umgebende Infrastruktur. Optionen für die Abwärmenutzung sind etwa:

- Nah- oder Fernwärme
- Trocknung von land- oder forstwirtschaftlichen Produktionsgütern
- Beheizung von Ställen, usw.
- Beheizung eines Gewächshauses
- Nachverstromung (ORC-Prozess)
- Prozesswärme

Marktübliche Preise für die Abwärme von Biogasanlagen bewegen sich üblicherweise zwischen 20-30 €/MWh.

⁶ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR) 2017. Wärme. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/nutzung/waerme/>. Abgerufen am: 23.06.2017 10:01.

Es gibt mehrere Studien bzw. Leitfäden, welche die Wärmenutzung bei Biogasanlagen untersuchen, Möglichkeiten aufzeigen und Rahmenbedingungen analysieren. Hervorzuheben sind etwa:

- Kirchmeyr, F. & Anzengruber, G. 2008. Leitfaden zur Wärmenutzung bei Biogasanlagen. Wien: ARGE Kompost und Biogas Österreich.
- Zielbauer, J.; Gaida, R. & Knott, G. 2007. Wärmenutzung bei Biogasanlagen. Schriftenreihe der Sächsischen Landesanstalt für Landwirtschaft. Heft 17/2007. Dresden: Sächsische Landesanstalt für Landwirtschaft.
- Rutz, D.; Mergner, R. & Janssen R. 2012. Nachhaltige Wärmenutzung von Biogasanlagen. Ein Handbuch. München: WIP Renewable Energies.
- Gaderer, M.; Lautenbach, M. & Fischer, T. 2007. Wärmenutzung bei kleinen landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Eine Studie über die Abwärmenutzung bei landwirtschaftlichen Biogasanlagen mit einer Leistung von 150 und 500 kW_{el}. Augsburg: Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU).

2.1.5 Gärrestvermarktung

2.1.5.1 Allgemeines zur Gärrestaufbereitung

Für einen erfolgreichen Betrieb einer Biogasanlage ist es wichtig, sich mit einem effizienten Gärrestmanagement zu beschäftigen. Dieser Aspekt wurde in der Vergangenheit bei vielen Anlagen unterschätzt.

In der Praxis werden als Biogasgülle die Gärprodukte der NAWARO-Anlagen und als Gärreste die Gärprodukte der Abfall-Anlagen bezeichnet. Mit Hinsicht auf die Hochwertigkeit dieses Materials, sollten diese Fermentationsrückstände richtig als Gärprodukte bezeichnet werden. Nach einer Flüssigvergärung können diese Gärprodukte in einer flüssigen Form (nicht aufbereitete Gärprodukte d.h. direkt vom Gärrestlager oder Flüssiganteil nach einer Separation) oder in einer festen Form (Festanteil nach der Separation) vorkommen. Die Separation an einer Schneckenpresse stellt die einfachste Form der Gärrestaufbereitung dar.

2.1.5.2 Aufbereitungstechnologien

Fuchs und Drosch (2010)⁷ stellen eine komplexe Auflistung der Technologien (inkl. Bewertung), die zur Gärrestaufbereitung geeignet sind und in der Praxis häufig oder seltener genutzt werden:

- Verfahren zur Mechanischen Feststoffseparation
 - Schneckenpresse
 - Dekanterzentrifuge
 - Siebbandpresse, Vakuumbandfilter

⁷ Fuchs, W. und Drosch, B. 2010. Technologiebewertung von Gärrestbehandlungs- und Verwertungskonzepten, Eigenverlag der Universität für Bodenkultur Wien, Tulln 2010, ISBN 978-3-900962-86-9

- Diskontinuierliche Zentrifuge
- Verfahren zur weitergehenden Feststoffentnahme
 - Schwingsieb bzw. Vibrationsbogensieb
 - Flockungs-/Fällungsverfahren
 - Flotationsverfahren
- Verfahren zur Feststoffstabilisierung
 - Kompostierung
 - Trocknung
 - Solare Trocknung
- Verfahren zur Aufkonzentrierung der Flüssigphase
 - Eindampfung
 - Membrantrennverfahren (Mikro- bzw. Ultrafiltration mit anschließender Umkehrosmose nach Feststoffentfernung)
 - Nanofiltration statt Umkehrosmose
- Verfahren zur Stickstoffentfernung
 - Ammoniakstrippung
 - Ionenaustauschverfahren
 - MAP-Fällung
 - Membrankontaktoren
 - Biologische Verfahren
 - Verfahrensführung über Nitrit und Anammox-Prozess

2.1.5.3 Aufbereitungskosten

Die Kosten für die Aufbereitung und die anschließende Logistik entscheiden ob das Gärrestmanagement als geeignet zu bezeichnen ist. Das Gärrestmanagement wird von den regionalen und lokalen Bedingungen sehr stark beeinflusst und ist oft nicht auf einen anderen Standort übertragbar. Aus diesem Grund sind die Biogasanlagenbetreiber immer gezwungen, eine individuelle und standortgeeignete Lösung bzw. Konzepte zu suchen.

Fuchs und Drog (2010)⁷ fassten, wie folgt, Ergebnisse der deutschen Studie KTBL (2008)⁸ kurz zusammen. Der Kostenvergleich wurde anhand einer Modellbiogasanlage erstellt, deren Substrat zu 50% aus Rindergülle und zu weiteren 50% Maissilage besteht. Die jährliche Produktion an Gärrest beträgt 30.000 m³. Das zugehörige Blockheizkraftwerk besitzt eine elektrische Leistung von 500 kW und eine thermische Leistung von 692 kW. Als Referenzszenario ohne Gärrestbehandlung wurde

⁸ KTBL 2008. Umweltrechte, innovative Verfahren zur Abtrennung von Nährstoffen aus Gülle und Gärrückständen – Technologischer Stand, Perspektiven und Entwicklungsmöglichkeiten. Studie im Auftrag der Deutschen Bundesstiftung Umwelt, erstellt durch das Kuratorium für Technik Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL), 2008, Darmstadt, D, in Zusammenarbeit mit dem Institut für Technologie und Biosystemtechnik der Bundesforschungsanstalt für Landwirtschaft (FAL), Braunschweig, D

angenommen, dass für die Ausbringung des anfallenden Gärrestes hofnahe Flächen im Ausmaß von 420 ha und mit einer mittleren Entfernung von 3,7 km zur Verfügung stehen. Auf diesen hofnahen Flächen kann etwa die Hälfte des Gärrestes ausgebracht werden. Der verbleibende Gärrest muss im Mittel 20 km zu hoffernen Flächen transportiert werden. Die angesetzten Kosten für die Ausbringung betragen 3,34 €/t für die anlagennahe bzw. 5,47 €/t für die anlagenferne Ausbringung.

Folgende Gärrestbehandlungstechnologien wurden miteinander verglichen:

- Referenzszenario ohne Gärrestbehandlung
- Separierung mittels Schneckenpresse und getrennte Ausbringung der flüssigen und festen Phase
- Separierung (Schneckenpresse) mit anschließender Trocknung der Feststoffe mittels Bandtrockner
- Separierung mittels Dekanterzentrifuge und Weiterbehandlung der Flüssigphase mittels Ultrafiltration und abschließender Umkehrosmose
- Separierung mittels Dekanterzentrifuge und Eindampfung der Flüssigphase auf ca. 38% der Ursprungsmenge (eine allfällig notwendige Nachbehandlung des Brüdenkondensates wurde kostenmäßig nicht berücksichtigt)
- Separierung mittels Dekanterzentrifuge und Weiterbehandlung der Flüssigphase durch Stickstoffentfernung mittels Strippung und anschließender chemischer Fällung (eine danach wahrscheinlich notwendige Weiterbehandlung der Flüssigphase bis zur endgültigen Vorfluterqualität wurde in die Untersuchungen nicht miteinbezogen)

Die ermittelten Verfahrenskosten umfassen auch die bauseitigen Maßnahmen wie Hallen und Lagerkapazitäten sowie die Kosten für Ausbringung der Aufbereitungsprodukte. Ebenso in die Berechnungen miteinbezogen wurden die Kosten für den Wärmebedarf von thermischen Verfahren, wobei diese mit 0,03 €/kWh angesetzt wurden. Den Kosten wurden modellhaft fiktive Nährstoff Erlöse gegenübergestellt. Diese wurden aus den aktuellen Preisen für konventionelle Düngemittel errechnet und belaufen sich auf 0,60 €/kg N, 0,51 €/kg P₂O₅, sowie 0,26 €/kg K₂O. Ebenso wurde bei den thermischen Verfahren die in Deutschland mögliche Lukrierung des KWK-Bonus in einer Höhe von 0,02 €/kWh berücksichtigt (ein KWK-Bonus von 0,02 €/kWh gilt in Deutschland für Altanlagen, für Neuanlagen erhöht sich der Bonus auf 0,03 €/kWh, allerdings unter verschärften Auflagen).

Seitens der Studienersteller wird darauf hingewiesen, dass bei einigen Verfahrenskonzepten aufgrund der geringen Erfahrung noch größere Unsicherheiten bezüglich der tatsächlichen Investitions- und Betriebskosten bestehen. Ebenso wird festgehalten, dass sich die genannten theoretischen Erlöse derzeit nur schwer erzielen lassen. Dazu müssten gemeinsame Marketingmaßnahmen durchgeführt werden. Eine Studie des KBVÖ mit 500 Befragten hat ergeben, dass Endkonsumenten bereit sind zumindest denselben Preis für Dünger zu zahlen, der aus Gärprodukten hergestellt wird, als für konventionellen Wirtschaftsdünger. Dieser Markt muss allerdings erst erschlossen werden.

Die erhaltenen Ergebnisse haben Fuchs und Drosig (2010)⁷ als Übersicht in Abbildung 6 dargestellt.

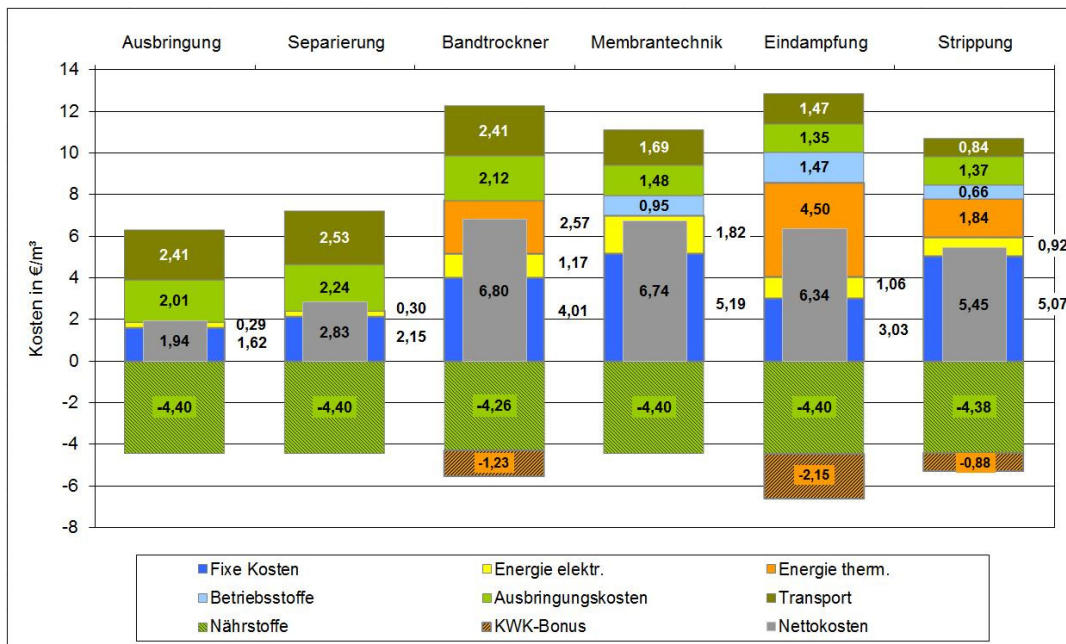


Abbildung 6: Vergleich der spezifischen Kosten für die Verfahren der Gärrestaufbereitung nach KTBL⁷

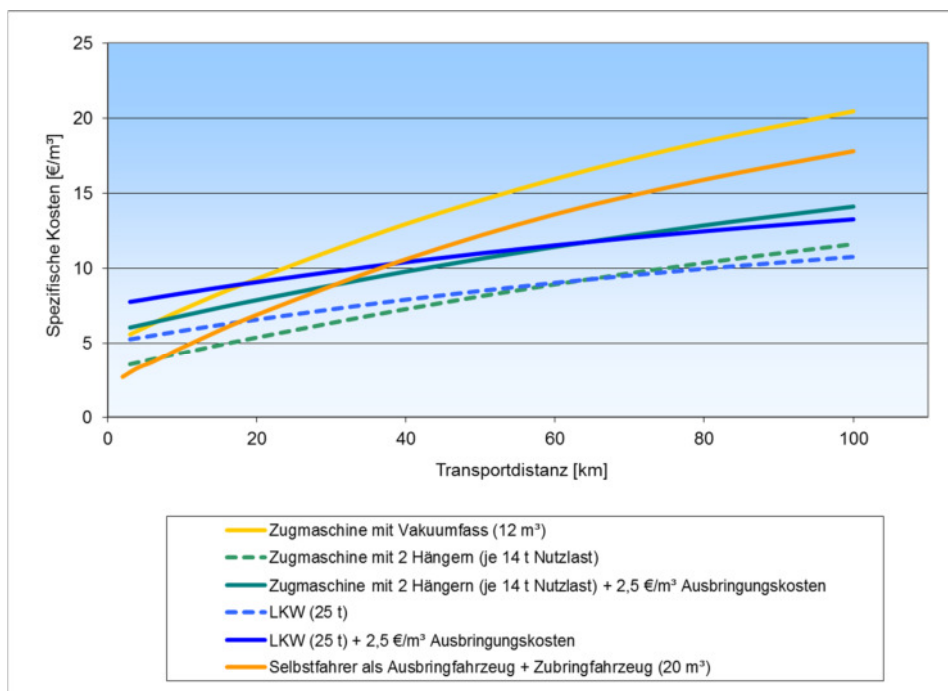


Abbildung 7: Ausbringungskosten in Abhängigkeit von der Transportdistanz – basiert auf Daten von Bärnthaler et al. (2008)⁹

⁹ Bärnthaler, J.; Bergmann, H.; Drosig, B.; Hornbacher, D.; Kirchmayr, R.; Konrad, G. und Resch C. 2008. Technologie, Logistik und Wirtschaftlichkeit von Biogas-Großanlagen auf Basis industrieller biogener Abfälle, Studie der HEIc Hornbacher Energie Innovation Consulting GmbH, Wien, Austria

2.1.5.4 Anwendung

Die Gärprodukte können in der Regel als nicht aufbereitet oder aufbereitet verkauft werden. Das gilt vor allem für die Gärprodukte der NAWARO-Biogasanlagen, wo der Preis von nicht aufbereitetem Gärrest je nach Düngemittelwert und Situation in der Region erfahrungsgemäß zwischen 0-5 €/t bzw. €/m³ liegt. In Österreich halten sich die Preise für Biogas-Gülle (nicht aufbereitetes Gärprodukt aus NAWARO-Biogasanlagen) im positiven Bereich, wobei die Transportkosten (siehe Abbildung 7) einen großen Einfluss auf den Gesamtpreis haben. Als idealer Zustand ist zu bezeichnen, wenn die Gärprodukte im Umkreis von < 10 km von der Biogasanlage ausgebracht werden können.

Als ein Praxis-Beispiel kann eine niederösterreichische NAWARO-Biogasanlage (installierte Leistung 1 MWel.) genannt werden, die ca. 500 ha Ackerboden zur Verfügung hat. Der Biogasanlagenbetreiber bietet seine Biogasgülle an andere Landwirte um 2,30 €/m³, wobei diese die Transportkosten selbst übernehmen müssen. Der Anlagenbetreiber (auch Landwirt) schätzt den Düngemittelwert des Gärproduktes auf 10-14 €/m³ und kann sich, bezogen auf 500 ha, pro Jahr ca. 100.000 € für mineralische Düngemittel (z.B. bei Nutzung NPK-Dünger 15-15-15, eher konservativ geschätzt) ersparen. Laut seiner Aussage ist der „Marktpreis“ gegenüber dem tatsächlichen Düngemittelwert sehr niedrig, wobei weitere positiven Eigenschaften wie Humusaufbaupotential und damit verbundene verbesserte Wasserspeicher-Kapazität inklusive Bewässerungspotential (Dungbewässerung) wegen Informationsmangel unter den Landwirten zu wenig wahrgenommen wird. Der regionale Ursprung wird leider auch kaum geschätzt. Dazu kommt, dass die Produktion der mineralischen Düngemittel energie- und ressourcenintensiv ist und z.B. Phosphor eine knappe, endliche Ressource darstellt.

Bei einer typischen Gärprodukt-Zusammensetzung (NAWARO-Biogasanlage) beinhaltet 1 Tonne durchschnittlich 4,5 kg Gesamtstickstoff (davon 2,7 kg als Ammoniumstickstoff), 0,7 kg Phosphor und 4,4 kg Kalium. Gleichzeitig enthält das nicht aufbereitete Gärprodukt in der Regel auch zwischen 90-95% Wasser⁷.

Ausgehend von den oben beschriebenen Eigenschaften, kann man Folgendes zusammenfassen: Werden pro Hektar z.B. 150 kg Stickstoff in einer Form eines solchen Gärprodukts ausgebracht, bringt man gleichzeitig pro Hektar ca. 30-35 m³ Wasser aus (je nach Trockensubstanzgehalt in der Biogas-Gülle). Dies entspricht ca. 3,0-3,5 Liter/m² d.h. ca. 0,5 % des Jahresniederschlages in Niederösterreich. Eine Menge die nicht zu unterschätzen ist, da mit dieser Wassermenge auch die enthaltenen Nährstoffe zur passenden Zeit für die Pflanze zur Verfügung gestellt werden und dies relativ unabhängig von Niederschlägen und aktueller Wetterlage.

Ein Gärprodukt-Lager (je nach Biogasanlagengröße liegt die Lagerkapazität zumeist im Bereich von ca. 4.500 m³ oder sogar mehr, teilweise sind die Lager sogar abgedeckt) ist somit auch als gewisser Wasserspeicher zu verstehen, der im Rahmen des regionalen Wassermanagements berücksichtigt sein sollte und eine nicht vernachlässigbare Rolle spielen könnte.

Bei Abfall-Anlagen ist die Situation deutlich komplizierter und die Landwirte werden für die Gärrestübernahme meistens sogar auf gewisse Art entlohnt. Als Beispiel kann man wieder eine

niederösterreichische Abfall-Anlage nennen, die den nicht aufbereiteten Gärrest an die Landwirte für 0 €/m³ weiter gibt und 50% der Transportkosten zahlt. Erfreulich ist allerdings, dass laut Aussage des Anlagenbetreibers, eine in der letzten Zeit steigende Akzeptanz und Wertschätzung der Gärreste bei den Landwirten zu beobachten ist.

Ein Verkauf der nicht aufbereiteten oder aufbereiteten Gärprodukte als Garten- oder Blumendünger wird derzeit durch die nicht optimal adaptierte Legislative und relativ strenge hygienische Anforderungen erschwert. Der normale Konsument hat zu den Gärprodukten immer noch gewisses Misstrauen, die Umfrage des KBVÖ hat aber gezeigt, dass dies durch geeignete Öffentlichkeitsarbeit abgebaut werden kann.

Bei dieser im Rahmen einer Diplomarbeit durchgeführten Befragung (100 Befragte) haben Kunden niederösterreichischer Hobby-Märkte generell eine gute Akzeptanz von Gärprodukt-Dünger gezeigt. Dies galt auch, wenn sie ein solches Produkt noch nie gesehen bzw. genutzt haben. Ebenso waren den Befragten Zusammensetzung (Düngemittelwert) und spezifische Eigenschaften des Produktes zumeist unbekannt. Dennoch wäre eine Vielzahl der Befragten bereit, ähnliche Preise wie für übliche Handelsdünger zu bezahlen, teilweise sogar etwas mehr. Aus den Antworten, die eine präzise Preisvorstellung enthielten, ergab sich ein gemittelter Endverbraucherpreis von etwa 5 € per Kilogramm bzw. Liter. Der gemittelte Endverbraucherpreis ist aber nur bedingt aussagekräftig und mit Vorsicht zu betrachten, da manche Personen keine Vorstellung von üblichen Düngerpreisen hatten und daher auch unrealistische Zahlen genannt wurden bzw. manche Antworten emotional (z.B. hohe Erwartungshaltung von Bio- gegenüber Kunstdünger) bedingt waren¹⁰.

Damit man eine vergleichbare Konsumentenakzeptanz wie bei z.B. Komposten erreicht, ist eine systematische Öffentlichkeitsarbeit notwendig.

2.2 Gasaufbereitung

2.2.1 Grundlagen¹¹

Biogasaufbereitung und die Produktion von Biomethan sind ein Prozess der Gastrennung und heute weitgehend Stand der Technik. Eine Reihe verschiedener Technologien zur Erzeugung eines Biomethan-Gasstromes von ausreichender Qualität zur Nutzung als Kraftstoff für automotiv Zwecke sowie zur Einspeisung in bestehende Erdgasnetze sind bereits kommerziell verfügbar und haben ihre technische Machbarkeit und ihre Wirtschaftlichkeit unter Beweis gestellt.

¹⁰ Uschnig, S. 2017. *Einflussfaktoren auf den nachhaltigen Betrieb von Biogasanlagen*, Diplomarbeit, Institut für Umweltbiotechnologie, IFA Tulln, Universität für Bodenkultur Wien.

¹¹ TU Wien 2012. Überblick über Biogas-Aufbereitungstechnologien zur Produktion von Biomethan. Erstellt im Zuge des Projektes „Bio-methane Regions“. Wien: TU Wien.

Alle Technologien weisen sowohl spezifische Vor- als auch Nachteile auf - die Auswahl der wirtschaftlich optimalen technischen Lösung hängt dabei von einer ganzen Reihe von Einflussfaktoren ab: Menge und Qualität des Rohbiogases, das aufbereitet werden soll, die angestrebte Biomethanqualität und die Verwendung des produzierten Gases, die Betriebsweise der vorgeschalteten Biogasanlage sowie Art und Konstanz der eingesetzten Substrate sowie die lokalen Umstände am Anlagenstandort. Diese Auswahl ist vom Planer und vom zukünftigen Betriebsführer der Aufbereitungsanlage zu treffen.

Wie bereits erwähnt ist Biogasaufbereitung ein Prozess der Gastrennung der als Produkt einen methanreichen Gasstrom mit bestimmten Spezifikationen liefern soll. Abhängig von der Rohbiogaszusammensetzung umfasst diese Aufgabe die Abtrennung von Kohlendioxid (und damit auch die Erhöhung des Heizwertes und des Wobbe-Index), die Trocknung des Gases, die Abscheidung von Spurenkomponenten wie Sauerstoff, Stickstoff, Schwefelwasserstoff, Ammoniak oder von Siloxanen, sowie die Verdichtung des Gases auf den für die spätere Verwendung erforderlichen Druck. Des Weiteren können Maßnahmen wie die Odorierung des Gases (Zugabe des erdgastypischen Geruchsstoffes, erforderlich bei Einspeisung in ein lokales Niederdruck-Erdgasnetz) oder die Heizwertanpassung durch Propandosierung erforderlich sein.

Das Rohbiogas wird durch den Trennprozess im Wesentlichen in zwei Teilströme aufgespalten: den methanreichen Biomethan-Strom sowie den kohlendioxidreichen Offgas- oder Schwachgas-Strom. Da keine technische Realisierung eine perfekte Trennung bereitstellen kann, beinhaltet dieser Abgasstrom immer noch einen gewissen Gehalt an Methan der abhängig von der Methanausbeute der angewendeten Technologie ist. Ob dieser Gasstrom an die Atmosphäre abgegeben werden darf, oder ob eine weitere Behandlung erforderlich ist, hängt von folgenden Faktoren ab: Methangehalt im Schwachgas, Methanschluß der Aufbereitungsanlage (Methanmengenstrom im Schwachgas bezogen auf Methanmengenstrom im Rohbiogas) sowie Gesetzeslage am Anlagenstandort.

2.2.2 Technologien zur Rohbiogas-Entschwefelung¹¹

Obwohl Kohlendioxid mengenmäßig die größte ungewünschte Komponente im Rohbiogas darstellt, konnte gezeigt werden, dass die Abtrennung von Schwefelwasserstoff ausschlaggebender bzgl. der technischen Machbarkeit und der Wirtschaftlichkeit der gesamten Gasaufbereitungskette sein kann. Dieses Faktum hängt selbstverständlich wesentlich vom Schwefelgehalt der eingesetzten Substrate sowie der Konstanz des Biogasfermentationsprozesses ab. Schwefelwasserstoff ist ein giftiges und korrosives Gas, welches meist abgetrennt werden muss, sei es Netzeinspeisung oder die Produktion von CNG-Treibstoff. Eine Reihe von Verfahren, die diese Abtrennung bewerkstelligen können, ist bereits verfügbar. Abhängig von den lokalen Gegebenheiten der Biogasanlage sowie der Biogasaufbereitungsanlage ist eine oder auch eine Kombination aus mehreren Biogasentschwefelungstechnologien einzusetzen, um eine technisch stabile und wirtschaftlich konkurrenzfähige Gesamtlösung zu erhalten.

Die wichtigsten verfügbaren Methoden zur Biogasentschwefelung sind nachfolgend dargestellt:

- **In-situ Entschwefelung: Schwefelfällung**

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Der Schwefelwasserstoffgehalt im unbehandelten Rohbiogas wäre bei Nichtanwendung mittelhoch oder hoch
- Substrate für die Biogasproduktion sind gut bekannt und ihr Potential zur Schwefelwasserstoffbildung sind gering
- Zusätzliche Investitionskosten sollen vermieden werden

- **Biologische Entschwefelung: Biologische Wäsche**

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Der Schwefelwasserstoffgehalt im Rohbiogas ist niedrig oder mittelhoch
- Schwankungen im Schwefelwasserstoffgehalt des Rohbiogases sind gering
- Substrate für die Biogasproduktion werden nicht häufig geändert
- Die Einbringung von Stickstoff in das Biogas ist für die nachfolgende Biogasaufbereitung unbedenklich
- Reinsauerstoff ist anstelle von Luft zur Oxidation gut und günstig zugänglich
- Biologischer Wäscher ist an der Anlage bereits vorhanden und der Betrieb muss lediglich von Luftdosierung auf die Dosierung von Reinsauerstoff umgestellt werden

- **Chemisch-oxidative Wäsche**

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Der Schwefelwasserstoffgehalt im Rohbiogas ist mittelhoch oder hoch
- Schwankungen im Schwefelwasserstoffgehalt des Rohbiogases sind mittelhoch oder hoch
- Substrate für die Biogasproduktion werden häufig geändert
- Die Einbringung von Sauerstoff oder Stickstoff in das Biogas ist für die nachfolgende Biogasaufbereitung nachteilig
- Hochautomatisierter und zuverlässiger Betrieb und niedriger Arbeitsaufwand für das Betriebspersonal sind erwünscht
- Der Umgang mit Chemikalien ist für das involvierte Personal nichts Ungewöhnliches und stellt keinen betrieblichen Hinderungsgrund dar

- **Adsorption an Metalloxiden oder Aktivkohle**

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Der Schwefelwasserstoffgehalt im Rohbiogas ist vergleichsweise niedrig
- Technologie kommt nur zur End- oder Feinentschwefelung zur Anwendung

2.2.3 Biogasaufbereitung und Biomethan-Produktionstechnologien¹¹

Gegenwärtig ist eine ganze Reihe unterschiedlicher Technologien für den Hauptschritt der Biogasaufbereitung kommerziell verfügbar. Dieser Hauptschritt umfasst die Trocknung des Gases sowie die Abtrennung des Kohlendioxids und damit die Steigerung des Heizwertes des produzierten Gases. Diese bewährten Technologien werden im folgenden Abschnitt präsentiert.

2.2.3.1 Absorption

Das Trennprinzip der Absorption basiert auf unterschiedlichen Löslichkeiten der verschiedenen Gasbestandteile in einer flüssigen Waschlösung. In einer Aufbereitungsanlage nach diesem Verfahren wird das Rohbiogas mit einer Flüssigkeit innerhalb einer Wäscherkolonne in engen Kontakt gebracht. Zur Erhöhung der Phasengrenzfläche ist der Wäscher üblicherweise mit einer Schüttung aus Kunststoff-Füllkörpern versehen. Die aus dem Biogas abzutrennenden Gasbestandteile (im Wesentlichen Kohlendioxid) sind in der Waschlösung um ein Vielfaches besser löslich als Methan und werden deshalb aus dem Gasstrom abgetrennt. Damit wird der Methangehalt des Gasstromes gesteigert und der den Wäscher verlassende Flüssigkeitsstrom ist mit Kohlendioxid beladen. Um die Absorptionsleistung der Anlage zu erhalten, muss die Waschlösung entweder erneuert oder in einem separaten Schritt regeneriert werden (Desorptionsschritt oder Regenerierung).

2.2.3.1.1 Physikalische Absorption: Druckwasserwäsche

Die absorbierten Gaskomponenten werden lediglich physikalisch an die Waschflüssigkeit, in diesem Fall Wasser, gebunden. Kohlendioxid weist eine wesentlich höhere Löslichkeit in Wasser auf als Methan und wird deshalb bevorzugt absorbiert, umso besser, je niedriger die Temperatur und je höher der Druck. Neben dem Kohlendioxid können durch die Anwendung von Wasser als Waschlösung auch Schwefelwasserstoff und Ammoniak aus dem Biomethanstrom abgetrennt werden. Das den Wäscher verlassende Wasser ist mit Kohlendioxid gesättigt und wird einer Flash-Kolonne zugeführt, wo der Druck abrupt abgesenkt wird und der größte Teil des gelösten Gases wieder freigesetzt wird. Da das entstehende Gas zwar hauptsächlich Kohlendioxid, aber auch in nennenswertem Umfang Methan enthält (auch Methan ist in Wasser löslich, lediglich in weit geringerem Ausmaß als Kohlendioxid), wird dieser Gasstrom zum Rohbiogas-Eintritt zurückgeführt. Soll das Waschwasser zur Absorptionsstufe rückgeführt werden, so ist eine Regenerationsstufe erforderlich und es wird deshalb einer Desorptionskolonne zugeführt. In dieser Kolonne trifft das restbeladene Waschwasser im Gegenstrom auf einen Strom Stripluft in welchen das verbliebene gelöste Kohlendioxid abgegeben wird. Das auf diese Weise regenerierte Wasser wird als frische Waschflüssigkeit wieder dem Absorber zugeführt.

Der Nachteil dieser Technologie liegt darin, dass die Luftkomponenten Sauerstoff und Stickstoff während des Regenerationsschrittes im Waschwasser gelöst und auf diese Weise in das aufbereitete Biomethan transportiert werden. Aus diesem Grund enthält mit dieser Technologie produziertes Biomethan immer auch Anteile an Sauerstoff und Stickstoff. Da der produzierte Biomethanstrom am Ausgang des Absorbers mit Wasser gesättigt ist, ist abschließend eine Produktgastrocknung vorzusehen, beispielsweise durch das Standardverfahren der Glykolwäsche.

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Ein gewisser Sauerstoff- und Stickstoffgehalt im Biomethan verbunden mit einer geringfügigen Herabsetzung des Heizwertes ist tolerierbar
- Projektierte Anlagengröße ist mittelgroß oder groß
- Der Biomethanstrom kann direkt bei dem Anlagenbetriebsdruck weiterverwendet werden und keine Nachkompression ist erforderlich
- Der Wärmebedarf der Biogasanlage kann (teilweise) durch die Schwachgas-Nachbehandlung gedeckt werden

2.2.3.1.2 Chemische Absorption: Aminwäsche

Die chemische Absorption (oder: Chemisorption) ist dadurch gekennzeichnet, dass auf die physikalische Absorption, die Lösung des Gases in der Flüssigkeit, eine chemische Reaktion zwischen der gelösten Gaskomponente und der Waschflüssigkeit innerhalb der flüssigen Phase folgt. Daraus ergibt sich, dass die Bindung der unerwünschten Gasbestandteile an die Waschflüssigkeit signifikant stärker und damit die Beladungskapazität der Flüssigkeit um ein Vielfaches höher ist als bei reiner physikalischer Absorption. Die chemische Reaktion läuft extrem selektiv ab, wodurch die Absorption von Methan in die Flüssigkeit auf ein Minimum reduziert werden kann. Dadurch kann eine sehr hohe Methanausbeute und ein sehr niedriger Methanschluß realisiert werden. Aufgrund der hohen Affinität von Kohlendioxid zu den verwendeten Lösungsmitteln (hauptsächlich wässrige Lösungen von Monoethanolamin MEA, Diethanolamin DEA und Methyldiethanolamin MDEA) kann der Betriebsdruck dieser Anlagen signifikant kleiner gewählt werden als bei vergleichbaren Anlagen mit Druckwasserwäsche.

Typischerweise werden Anlagen mit Aminwäsche ohne weitere Kompression beim Druck des vorhandenen Rohbiogases betrieben. Die hohe Kapazität und hohe Selektivität der Aminlösungen, ein wesentlicher Vorteil des Verfahrens bei der Absorption, resultiert in einem nicht zu unterschätzenden Nachteil bei der Regenerierung der Waschflüssigkeit. Chemisch wirkende Waschflüssigkeiten erfordern bei der Regeneration die Zuführung einer nicht unbeträchtlichen Menge an Energie in Form von Prozesswärme. Die beladene Aminlösung wird auf etwa 160°C aufgeheizt, wodurch der größte Teil des gebundenen Kohlendioxids wieder freigesetzt und als fast reiner Gasstrom am Ausgang der Regenerationskolonne anfällt. Ein kleiner Teil der Waschflüssigkeit geht durch Verdunstung in den Biomethanstrom verloren und muss von Zeit zu Zeit ergänzt werden. Mit diesem Verfahren könnte auch Schwefelwasserstoff aus dem Rohbiogas abgetrennt werden, jedoch würde in diesem Fall die Regeneration die Anwendung noch höherer Temperaturen erfordern. Aus diesem Grund ist es ratsam und in der Mehrzahl der kommerziellen Anlagen auch so realisiert, dass Schwefelwasserstoff vor der Aminwäsche mit einer der bereits genannten Spezialmethoden abgetrennt wird.

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Hohe Methanausbeute ist erwünscht und damit die Vermeidung einer weiteren Schwachgas-Nachbehandlung zur Reduktion der Methanemissionen
- Hoher Methangehalt des Biomethanstromes ist erwünscht
- Projektierte Anlagengröße ist mittelgroß oder groß
- Der Biomethanstrom kann direkt bei dem nahezu atmosphärischen Anlagenbetriebsdruck weiterverwendet werden und keine Nachkompression ist erforderlich
- Der Wärmebedarf des Regenerationsschrittes kann durch bereits vorhandene Infrastruktur an der Biogasanlage abgedeckt werden

2.2.3.2 Adsorption: Druckwechseladsorption (PSA)

Die Gastrennung mittels Adsorption basiert auf dem unterschiedlichen Adsorptionsverhalten verschiedener Gaskomponenten an Feststoffoberflächen unter erhöhtem Druck. Üblicherweise werden verschiedene Sorten von Aktivkohle oder Molekularsiebe (Zeolithe) als Adsorbensmaterial herangezogen. Diese Materialien können Kohlendioxid selektiv aus dem Gas binden und so den Methangehalt des Biogases erhöhen. Nach der Beladung des Adsorbensmaterials bei hohem Druck wird der beladene Feststoff durch stufenweise Druckabsenkung und Spülung mit Rohbiogas oder Biomethan regeneriert. Während dieses Vorganges wird Schwachgas gebildet und verlässt den Adsorber. Anschließend wird durch Einleitung von verdichtetem Rohbiogas oder Biomethan in den Adsorber der Druck wieder gesteigert und der Apparat ist bereit für den nächsten Zyklus der Beladung. Gasaufbereitungsanlagen in industriellem Maßstab beinhalten vier, sechs oder neun Adsorber-Behälter im Parallelbetrieb auf jeweils verschiedenen Stationen innerhalb des genannten Zyklus wodurch global gesehen ein kontinuierlicher Prozess realisiert werden kann. Während der Dekompressionsphase des Regenerationsschrittes ändert sich üblicherweise die Zusammensetzung des entstehenden Schwachgases, da das ebenfalls adsorbierte Methan früher desorbiert (und damit bei höherem Druck) als die große Menge des Kohlendioxids (welche bei niedrigerem Druck desorbiert). Aus diesem Grund ist der Methangehalt des Schwachgases aus der ersten Phase der Dekompression höher und dieses wird zum Rohbiogas rückgeführt um den Methanschluß gering zu halten. Schwachgas aus späteren Dekompressionsschritten wird entweder einer zweiten Adsorptionsstufe oder einer Schwachgas-Nachbehandlung zugeführt oder aber an die Atmosphäre ventiliert. Nachdem sowohl Wasser als auch Schwefelwasserstoff üblicherweise das Adsorbensmaterial irreversibel beladen oder schädigen, sind diese Komponenten in einem Vorreinigungsschritt abzutrennen.

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Der Methangehalt im Biomethanstrom von 95,0 bis 99,0vol% ist für die weitere Verwendung ausreichend
- Projektierte Anlagengröße ist klein oder mittelgroß
- Der Biomethanstrom kann direkt bei dem Anlagenbetriebsdruck weiterverwendet werden und keine Nachkompression ist erforderlich
- Der Wärmebedarf der Biogasanlage kann (teilweise) durch die Schwachgas-Nachbehandlung gedeckt werden

2.2.3.3 Membrantrenntechnik: Gaspermeation

Membranen für die Biogasaufbereitung sind selektiv durchlässig für Gaskomponenten wie Kohlendioxid, Wasser und Ammoniak. Schwefelwasserstoff, Sauerstoff und Stickstoff permeieren nur beschränkt durch die Membran und Methan wird weitestgehend zurückgehalten. Typische Materialien für Membranen bei der Biogasaufbereitung sind Polymere wie Polysulfon, Polyimid oder Polydimethylsiloxan. Diese Materialien zeigen hervorragende Selektivität für die Trennung von Methan und Kohlendioxid bei gleichzeitiger Robustheit gegenüber den im Rohbiogas vorhandenen Spurenkomponenten. Um der Gastrennung bei kompakter Anlagengröße ausreichend Membranfläche zur Verfügung zu stellen, werden die Membranen üblicherweise als Hohlfasern ausgeführt und zu jeweils parallel geschalteten Membranmodulen zusammengefasst.

Nach der Kompression des Rohbiogases auf den erforderlichen Betriebsdruck wird das Gas zum Zwecke der Trocknung und Abtrennung von Ammoniak abgekühlt. Nach der Wiedererwärmung mittels Kompressorabwärme wird der Restgehalt von Schwefelwasserstoff durch Adsorption auf Eisen- oder Zinkoxid abgetrennt. Danach wird das vorkonditionierte Gas einer ein- oder mehrstufigen Gaspermeationseinheit zugeführt. Die Anzahl und interne Verschaltung der einzelnen Membranstufen wird dabei nicht durch die erwünschte Biomethanqualität bestimmt, sondern durch die erforderliche Methanausbeute und die aufzuwendende Kompressionsarbeit. Moderne Gaspermeationsanlagen zeigen ein komplexeres Anlagendesign und warten mit sehr hohen Methanausbeuten bei vergleichsweise niedrigem Kompressionsenergiebedarf auf. Selbst Anlagenverschaltungen mit mehreren Kompressoren wurden bereits realisiert und konnten ihre wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit unter Beweis stellen. Der Betriebsdruck und die Kompressordrehzahl werden geregelt um die gewünschte Qualität und Quantität des Biomethanstromes konstant und sicher bereitzustellen.

Die Anwendung dieser Technologie bei der Biomethanproduktion ist in folgenden Fällen vorteilhaft:

- Hohe Flexibilität in Richtung Prozessauslegung und Anpassung an die lokalen Umstände der Biogasanlage ist gefordert, sowie hohe Anforderungen werden an die Teillastfähigkeit und Betriebsdynamik gestellt
- Der Methangehalt im Biomethanstrom von 95,0 bis 99,0vol% ist für die weitere Verwendung ausreichend
- Projektierte Anlagengröße ist klein oder mittelgroß
- Der Biomethanstrom kann direkt bei dem Anlagenbetriebsdruck weiterverwendet werden und keine Nachkompression ist erforderlich
- Der Wärmebedarf der Biogasanlage kann (teilweise) durch die Schwachgas-Nachbehandlung gedeckt werden
- Der Einsatz zusätzlicher Chemikalien oder Betriebsmittel soll vermieden werden
- Schneller Anlagenstart aus dem kalten Anlagenzustand oder Realisierung eines Start/Stop-Betriebes werden angestrebt

2.2.3.4 Weitere Möglichkeiten

Neben diesen Technologien am Stand der Technik gibt es noch weitere Verfahren, wie zum Beispiel die Temperature Swing Absorption (TSA). Diese Technologie wurde von der TU Wien entwickelt und macht sich die Temperaturabhängigkeit der Löslichkeit von CO₂ an Feststoffen zunutze. Im Gegensatz zur PSA ist die treibende Kraft der Belade- und Entladezyklen nicht der Druck, sondern die Temperatur. Ähnlich wie bei der Druckwasserwäsche, oder der Adsorption mittels Monoethanolamin muss das Adsorbens kontinuierlich regeneriert werden. Die Reaktoren sind als mehrstufige blasenbildende Wirbelschichten ausgeführt, um gute Stofftransporteigenschaften zu gewährleisten. Zunächst werden die unerwünschten Gasbestandteile an einem Feststoff adsorbiert. Dieser Feststoff wird danach in den Regenerator übergeleitet, wo die adsorbierten Gase freigesetzt werden. Verfahren, welche verschiedene Drücke in den Adsorptions- und Regenerationsreaktoren erfordern, benötigen eine Gasverdichtung, welche recht verlustbehaftet und zum Teil auch sehr kostenintensiv ist. Der Einsatz von Wärme ist kostengünstiger und die Übertragung einfach durch Wärmetauscher möglich. Diese Technologie befindet sich vor dem Demonstrationsstadium, erst nach ausreichender Zeit am Markt wird dieses Verfahren dann mit den genannten Aufbereitungstechnologien verglichen werden können.

In Österreich ist die Nutzung von komprimierten Methan (CNG – Compressed Natural Gas) weit verbreitet und Stand der Technik. Schweden kann diesbezüglich als Vorreiter beim Einsatz von verflüssigten Erdgas (LNG – Liquefied Natural Gas) gesehen werden. Dort werden bereits Anlagen zur Kryodestillation von Biogas eingesetzt. Dabei wird das Biogas so stark komprimiert und abgekühlt, dass es vollständig in flüssiger Form vorliegt. Dieses flüssige Biogas kann schließlich bei hohen Drücken und geringen Temperaturen fraktioniert werden, wo die unerwünschten Gasbestandteile abgetrennt werden. Diese Technologie ist im großen Leistungsbereich wirtschaftlich, deshalb wurden Biogasanlagen mit einigen MW Brennstoffwärmeleistung des verwendeten Biogases zusammengeschlossen, um zentral LNG zu produzieren. Diese Variante ist in Österreich aufgrund der fehlenden Infrastruktur noch nicht möglich. Grundsätzlich kann diese Möglichkeit aber interessant werden, wenn die Anzahl der LNG betriebenen LKW ansteigt.

2.2.3.5 Vergleich der verschiedenen Biogasaufbereitungstechnologien

Einen universell gültigen Vergleich der unterschiedlichen Verfahren zur Biogasaufbereitung zu geben ist nahezu unmöglich, da viele wesentliche Parameter von den jeweils gültigen lokalen Bedingungen am Anlagenstandort abhängen. Darüber hinaus entsprechen die prinzipiellen technologischen Möglichkeiten eines Verfahrens (beispielsweise die erreichbare Biomethanqualität) meistens nicht dem wirtschaftlichsten Betriebszustand. Der technische Entwicklungsstand der meisten gängigen Biogasaufbereitungsverfahren ist heute so weit, dass im Wesentlichen alle denkbaren Anforderungen eines potentiellen Anlagenbetreibers bedient werden können. Die schwierige Aufgabe besteht lediglich darin, eine Aufbereitungstechnologie und ein Anlagendesign zu entwickeln, welches im Gesamtkonzept die wirtschaftlichste Möglichkeit der Biomethanproduktion bietet. Aus diesem Grund ist eine detaillierte Analyse der zu erwartenden spezifischen Produktionskosten pro Kubikmeter

Biomethan unter Berücksichtigung aller infrage kommenden Aufbereitungstechnologien während der frühen Projektierungsphase zu empfehlen.

Die folgende Tabelle fasst die wesentlichsten Kenndaten der beschriebenen Technologien zusammen, wenn sie zur Aufbereitung eines typischen Rohbiogases herangezogen werden. Die enthaltenen Daten stellen repräsentative Mittelwerte von realisierten Aufbereitungsanlagen dar beziehungsweise wurden aus validierter Literatur übernommen.

Parameter	Druck-wasser-wäsche	Aminwäsche	PSA	Membran-technologie
typische Anlagenkapazität [m ³ /h Biomethan]	200-1.200	400-2.000	300-800	50-500
typischer Methangehalt im Biomethan [vol%]	95,0-99,0	>99,0	95,0-99,0	95,0-99,0
Methanausbeute [%]	98,0	99,96	98	80-99,5
Methanschlupf [%]	2,0	0,04	2,0	20-0,5
typischer Lieferdruck [bar(g)]	4-8	0	4-7	4-7
elektrischer Energiebedarf [kWhel/m ³ Biomethan]	0,46	0,27	0,46	0,25-0,43
Prozesswärmebedarf und Temperaturniveau	-	hoch 120-160°C	-	-
Entschwefelungsbedarf	prozess-abhängig	ja	ja	ja
Betriebsmittelbedarf	Anti-fouling, Trocknung	Aminlösung (gesundheitsschädlich, korrosiv)	Aktivkohle (ungefährlich)	
Teillastbereich [%]	50-100	50-100	85-115	50-105
Anzahl Referenzanlagen	groß	mittel	groß	gering

Tabelle 4: Vergleich der verschiedenen Biogasaufbereitungstechnologien¹¹

Die Membrantechnologie bietet die Möglichkeit, das Anlagenlayout in weiten Bereichen den lokalen Umständen an der Biogasanlage anzupassen. Dies geschieht durch die Anwendung unterschiedlicher Membrankonfigurationen, mehrerer Membranstufen und Mehrkompressor-Varianten. Aus diesem Grund enthält die Tabelle für die meisten Parameter der Gaspermeation einen mehr oder minder breiten Bereich, der abgedeckt werden kann. Der erste Wert entspricht dabei jeweils dem einfacheren Layout („billigere Variante“ mit niedrigerer Methanausbeute), während der zweite Wert einer Anlage mit hoher Methanausbeute entspricht.

2.2.4 Zentrale Aufbereitung

Bei der technisch-logistischen Umsetzung der Gasaufbereitung wird im gegenständlichen Bericht grundsätzlich zwischen einer zentralen und einer dezentralen Gasaufbereitung unterschieden. Bei der

zentralen Aufbereitung schließen sich mehrere Biogas- bzw. Kläranlagen zusammen um eine gemeinsame (=zentrale) Gasaufbereitung zu errichten. Diese sollte bei der Anlage aus dem Verbund sein, welche die geringste Entfernung zum Erdgasnetz bzw. dem nächstgelegenen Einspeisepunkt aufweist.

Im ersten Schritt transportieren die Anlagen das Rohbiogas zu der zentralen Aufbereitung. Die Möglichkeiten des Gastransports hier werden in folgendem Abschnitt erläutert (2.2.4.1). Bei der zentralen Aufbereitung wird das Rohgas der Anlagen im Verbund entgegengenommen und der Gasstrom wird zu Biomethan aufbereitet. Danach kann das Biomethan an einer CNG-Tankstelle vertrieben werden oder in das nahegelegene Erdgasnetz eingespeist werden. Abbildung 8 liefert eine schematische Darstellung des Konzepts.

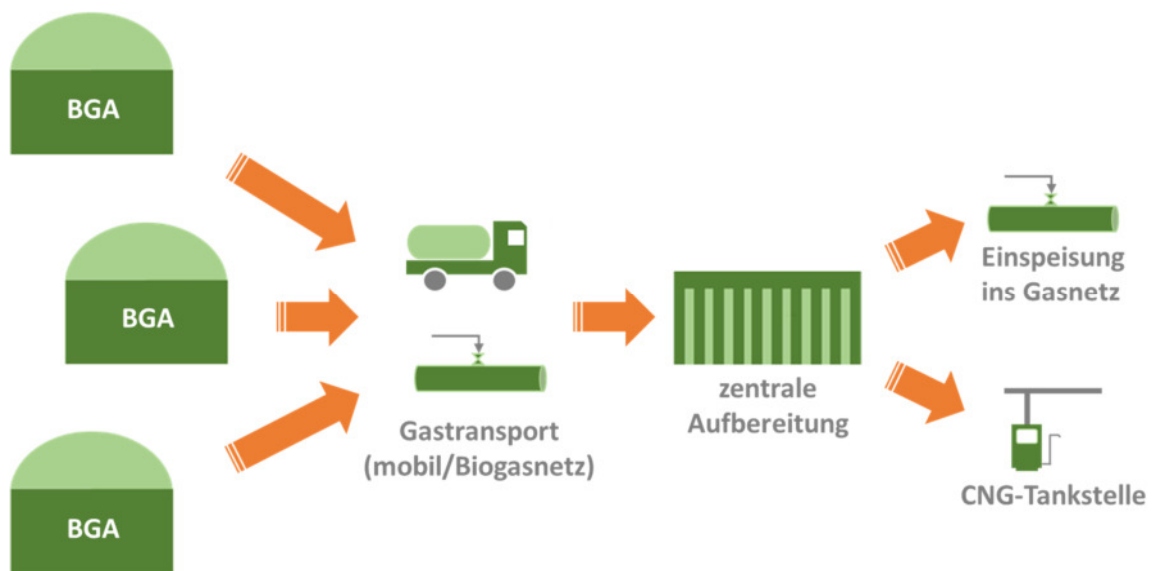


Abbildung 8: Schematische Darstellung des Konzepts der zentralen Gasaufbereitung

Dieses Konzept bietet folgende Vorteile bzw. Rahmenbedingungen:

- Kostendegression bei steigender Größe der Aufbereitungseinheit (siehe Abbildung 14)
- Gasaufbereitung kann (idealerweise) in der Nähe einer Erdgasleitung errichtet werden, was die Transportkosten (von Aufbereitung zu Einspeisung) minimiert
- Gasaufbereitung kann so im Verbund wirtschaftlich sinnvoll für Anlagen werden, welche bisher (als Einzelanlagen) keine geeigneten Rahmenbedingungen vorfinden um Gas unabhängig aufzubereiten (Größe der Anlage, Entfernung zum Gasnetz, usw.)
- Es kann eine CNG-Tankstelle mit wirtschaftlich sinnvoller Größe errichtet werden, da höhere Gasmengen vorliegen
- Weitere Nutzungsmöglichkeiten des Biogases entlang der Trasse entstehen, wie z.B. Produktion von Prozessdampf, Heizwärmebedarf, usw.

2.2.4.1 Gastransport

Bei einer zentralen Gasaufbereitung müssen die Anlagen im Verbund das Rohgas zur Aufbereitung transportieren. Dies kann entweder über mobile Transporteinheiten erfolgen oder durch einen Zusammenschluss der Anlagen über ein Biogasnetz.

2.2.4.1.1 Mobiler Gastransport

Ein mobiler Transport von Biogas bzw. Biomethan über Container ist Stand der Technik und wird europaweit bereits seit vielen Jahren eingesetzt. Auch in Österreich werden diese Systeme von einigen Anlagenbetreibern bereits seit längerem verwendet. In Abbildung 9 werden Beispiele für im Einsatz befindliche Container dargestellt.



Abbildung 9: Vorrichtungen zum mobilen Transport von Biogas bzw. Biomethan

Prinzipiell können in diesen Container unterschiedliche Gase transportiert werden. Um pro Ladeinheit möglichst viel Gas zu speichern wird das Gas üblicherweise auf bis zu 250 bar verdichtet. Diese Kompression ist für Biomethan problemlos möglich, da das Gas gereinigt und aufbereitet ist. Bei Biogas ist eine Kompression bis 250 bar nicht möglich, weil das Kohlendioxid ab einem gewissen Druck (abhängig von der konkreten Gaszusammensetzung) beginnt in flüssiger Form auszufallen. Daher ist in Abhängigkeit der Rohbiogaszusammensetzung eine problemlose Verdichtung nur bis etwa 70 bar möglich. Das verringert naturgemäß die Menge an Gas, die man pro Container transportieren kann – verglichen mit Biomethan oder Erdgas.

Aus diesem Grund ergibt sich für die wirtschaftliche Bewertung des mobilen Transports ein Unterschied welches Gas (Biogas/Klärgas/Biomethan) transportiert wird. Da für die gleiche Menge Gas bei dem Transport von Biogas/Klärgas mehr Container befördert werden müssen, ist der Transport von Biomethan im Vergleich wirtschaftlich besser darstellbar.

2.2.4.1.2 Biogasnetz

Bei einem Biogasnetz werden die Anlagen im Verbund über Gasleitungen zusammengeschlossen. Dabei fallen im Vergleich zur Variante des mobilen Gastransports zwar ungleich höhere Investitionskosten an, jedoch sind die laufenden Kosten gegenüber des mobilen Transports verschwindend gering.

2.2.5 Dezentrale Aufbereitung

Bei der dezentralen Aufbereitung produzieren die Biogas- bzw. Kläranlagen unabhängig voneinander als Einzelanlagen (d.h. nicht im Verbund) Biomethan. Dazu wird bei den Anlagen eine Gasaufbereitung errichtet mit anschließenden Nutzungsmöglichkeiten des Biomethans in einer CNG-Tankstelle oder über Einspeisung ins Erdgasnetz. Diese Variante entspricht eher der „klassischen“ Vorgangsweise. Eine schematische Darstellung liefert Abbildung 10.

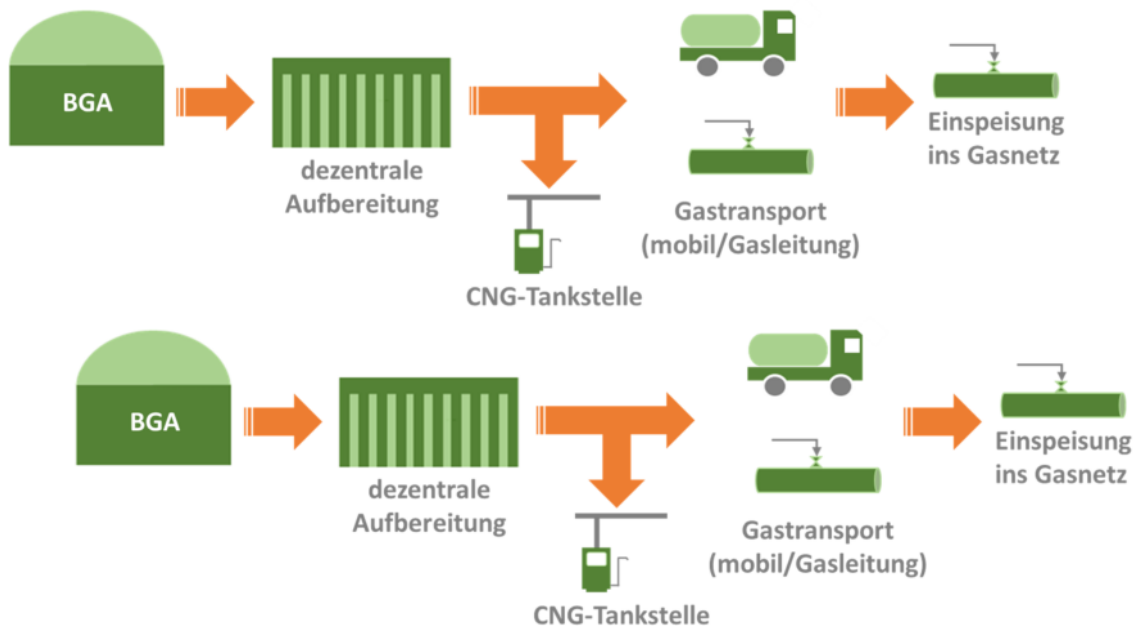


Abbildung 10: Schematische Darstellung des Konzepts der dezentralen Gasaufbereitung

Dieses Konzept bietet folgende Vorteile bzw. Rahmenbedingungen:

- Einfache, unkomplizierte Konzepterstellung und Abwicklung
- Keine Beeinflussung durch veränderbare Rahmenbedingungen von anderen Anlagen
- Für dieses Konzept braucht die jeweilige Anlage eine gewisse Größe ab der es wirtschaftlich sinnvoll ist unabhängig eine Aufbereitung samt Transportinfrastruktur aufzubauen
- Wirtschaftlich nicht sinnvoll für kleine Anlagen oder Anlagen mit großer Distanz zum Erdgasnetz
- Es wird – im Vergleich zum Konzept der zentralen Aufbereitung – schwerer eine CNG-Tankstelle wirtschaftlich zu betreiben aufgrund der geringeren Gasmengen

2.2.5.1 Gastransport

Beim Konzept der dezentralen Aufbereitung ist die relevante Transportdistanz des Gases nicht die Entfernung zur Aufbereitung (da die Aufbereitung direkt bei den einzelnen Anlagen errichtet wird), sondern die Entfernung von der Aufbereitung zum Erdgasnetz. Diese Entfernung beeinflusst maßgeblich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen dieses Konzepts. Prinzipiell kann das Biomethan

über mobile Transportcontainer (siehe Abschnitt 2.2.4.1.1) oder über eine Gasleitung (mitunter höhere Investitionskosten aber niedrige Betriebskosten) transportiert werden.

2.2.6 CNG-Tankstellen

Als Alternative oder Ergänzung zur Gaseinspeisung besteht auch die Möglichkeit des Gasverkaufs an einer CNG-Tankstelle. Das Biomethan kann dann als Erdgasersatz in allen gasbetriebenen Fahrzeugen zum Einsatz kommen.

In Österreich ist im Bereich der Infrastruktur von Gastankstellen eine sehr positive Entwicklung zu beobachten, die Zahl der Erdgastankstellen hat in den vergangenen Jahren stark zugenommen. Heute gibt es in Österreich 172 öffentliche Tankstellen mit CNG-Zapfsäulen, dazu kommen private und Betriebstankstellen. In der derzeitigen Ausbauphase ist eine Erhöhung auf 200 CNG-Tankstellen vorgesehen¹².

Biomethan im Verkehrssektor in Österreich¹³:

- 3 öffentliche Biomethan-Tankstellen sind direkt an Biogas-Aufbereitungsanlagen angeschlossen (St. Margarethen am Moos, Rechnitz und Schlitters).
- Reines Biomethan als Kraftstoff ist grundsätzlich steuerfrei, bei Erdgaszumischung bzw. sobald das Biomethan ins öffentliche Erdgasnetz eingespeist und zum Tanken wieder entnommen wird (als CNG-Mischkraftstoff mit mindestens 20 Prozent Biomethangehalt), ist darauf die Erdgasabgabe fällig (6,6 Cent/m³).
- Der Umstieg auf emissionsarme Fahrzeuge in Flotten von Betrieben und Kommunen wird finanziell unterstützt, vereinzelt gibt es auch weitergehende Förderungen (Kommunal Public Consulting).
- Die Normverbrauchsabgabe (NoVA) auf neue PKW soll laut Absichtserklärung der Bundesregierung künftig stärker auf umweltfreundliche Fahrzeuge ausgerichtet werden. Anstelle der motorenleistungsbezogenen Versicherungssteuer MotV soll nach Kraftstoffverbrauch und damit nach CO₂-Emissionen (gestaffelte Schadstoffemissionsklassen) besteuert werden.

¹² Fachverband Gas Wärme (FGW) 2016. Tanken in Österreich. Verfügbar unter: <http://www.erdgasautos.at/tanken/tanken-in-oesterreich/>. Abgerufen am 12.06.2017 10:02.

¹³ KBVO 2017. Grüner Kraftstoff Biomethan. Verfügbar unter: <http://www.zero-emission-biomethan.info/biomethan-2/gruener-kraftstoff-biomethan/>. Abgerufen am 12.06.2017 09:57.



2.2.7 Einstieg in den Biomethanmarkt aus Perspektive von Anlagenbetreibern

2.2.7.1 Allgemeines

Für die Einspeisung von Biogas bzw. Biomethan ins Gasnetz müssen spezifische Rechtsnormen berücksichtigt werden. Grundsätzlich sind Gasnetzbetreiber dazu verpflichtet den Zugang zum nationalen Gasnetz für die Einspeisung von Biogas zu gewähren. Dazu muss das Biogas auf Biomethan aufbereitet werden, welches den Qualitätsanforderungen der ÖVWG Richtlinien G33 bzw. G31 entspricht. Wie die Symbiose zwischen Biogasanlagenbetreiber und Gashändler bzw. Gasnetzbetreiber aussieht, ist in privatrechtlichen Verträgen zu klären. In Österreich werden mehr oder weniger folgende Möglichkeiten praktiziert:

- Gashändler kauft das Biogas, sorgt für die Aufbereitung zu Biomethan sowie für die Einspeisung und Vermarktung.
- Anlagenbetreiber bereitet das Biogas zu Biomethan auf und verkauft dieses an den Gashändler, der sich um Einspeisung und Vermarktung kümmert.
- Der Anlagenbetreiber ist dafür zuständig, dass das Biomethan nach den rechtlichen Erfordernissen in das Gasnetz gelangt. Die Vermarktung übernimmt der Gashändler

2.2.7.2 Qualitätsanforderungen nach ÖVGW¹⁴

Um Biogas in das nationale Gasnetz einzuspeisen muss es die Qualitätsanforderungen der ÖVGW Richtlinie G31 erfüllen. In dieser Richtlinie sind die brenntechnischen Parameter des Gases enthalten, welche auch in Tabelle 5 dargestellt werden.

Brenntechnische Daten	
Wobbe-Index	13,3 – 15,7 kWh/m ³
Brennwert	10,7 – 12,8 kWh/m ³
Relative Dichte	0,55 – 0,65
Gasbegleitstoffe	
Kohlenwasserstoffe: Kondensationspunkt	maximal 0° beim Betriebsdruck
Wasser: Kondensationspunkt	maximal -8° bei einem Druck von 40 bar
Sauerstoff (O ₂)	< 0,5 Vol. %
Kohlendioxid (CO ₂)	< 2 Vol. %
Stickstoff (N ₂)	< 5 Vol. %
Wasserstoff (H ₂)	< 4 Vol. %
Gesamtschwefel	10 mg S/m ³ (auf Dauer)
	30 mg S/m ³ (im Schnitt)
Mercaptanschwefel	< 6 mg S/m ³
Schwefelwasserstoff (H ₂ S)	< 5 mg/m ³
Kohlenstoffoxidsulfid (COS)	< 5 mg/m ³
Halogenverbindungen>	0 mg/m ³
Ammoniak (NH ₃)	technisch frei
Fest- und Flüssigbestandteile	technisch frei

Tabelle 5: Gasqualitätsanforderung nach ÖVGW RL G 31¹⁴

¹⁴ Harasek, M.; Miltner, M.; Puchas, K.; Sakulin, C. & Flesch, S. 2012. Biomethan. Technologie und Rahmenbedingungen. S.a.: Biomethane Regions

Die ÖVGW Richtlinie G33 ist eine Ergänzung und schreibt einen Methangehalt von mindestens 96% sowie den Grenzwert für Gesamtsilizium (Siloxane, Silane) von max. 10 mg/m³ vor.

Die Messung der Werte erfolgt am Einspeisepunkt. Somit muss das Biogas entsprechend der vorgegebenen Werte aufbereitet werden.

2.2.7.3 AGCS

Die Registrierung und der Informationsaustausch am nationalen Biomethanmarkt erfolgt durch die AGCS Gas Clearing and Settlement AG. Diese sind seit Inkrafttreten des ÖSG 2012 verantwortlich dafür auf monatlicher Basis Bestätigungen mit einer eindeutigen Identifizierungskennung über ins Erdgasnetz eingespeiste Biomethanmengen auszustellen.¹⁵

Jede einspeisende Biomethananlage muss im Clearingsystem der AGCS registriert sein. Nach erfolgreicher Registrierung wird automatisch einmal pro Monat ein Nachweis mit einer entsprechenden Anzahl von kWh und eindeutiger Identifizierungskennung für die jeweils produzierte (eingespeiste) Biomethanmenge, welche im AGCS-Clearingsystem erfasst ist, im Biomethan Register Austria erstellt und dem entsprechenden Anlagenbetreiber zugewiesen. Dieser kann danach frei über den Nachweis verfügen. Entsprechend der Biomethaneinspeisemessung des jeweiligen Verteilernetzbetreibers unter Berücksichtigung des Abzuges von Additiven (bspw. Propan), welche vom Anlagenbetreiber im Register einzustellen sind, wird der Biomethanherkunftsnachweis generiert.¹⁶

Eine detaillierte Beschreibung der Funktionsweise des Biomethanregisters ist unter folgendem Link abrufbar:

http://www.biomethanregister.at/biogas/biomethan_register_austria_funktionsbeschreibung_version_1.0.pdf

2.2.7.4 Registrierung im Biomethanregister¹⁵

Die Registrierung der Biomethananlage im Biomethanregister ist kostenlos.

Voraussetzungen für die Registrierung im Biomethanregister:

- **Registrierte Biogasbilanzgruppe bei der AGCS**
(<http://www.agcs.at/de/registrierung/biogasbilanzgruppe>)
- **Biogaseinspeisepunkt** im Marktgebiet Ost
(<http://www.aggm.at/netzinformation/ein-ausspeisungspunkte>)

Erforderliche Unterlagen für die Registrierung im Biomethanregister:

¹⁵ Ebner, A. 2014. Leitfaden – Biomethan und Ökostromförderung. S.a.: OeMAG.

¹⁶ AGCS Gas Clearing and Settlement AG 2013. Funktionsbeschreibung des Biomethan Register Austria. Wien: AGCS



- **Formular AF-BMA** – Antrag für die Registrierung als Biomethananlagenbetreiber
(http://www.biomethanregister.at/biogas/c034_antrag_anlagenbetreiber_af-bma_biomethan_v03.00.pdf)
- **Bescheid über die Anerkennung als Ökostromanlage der zuständigen Landesregierung**
- **Gasnetzanschluss**
- **Firmenbuchauszug**, nicht älter als 3 Monate als Nachweis des Anlagenbetreibers
- **Formular AF-RN** – Einrichtung der zugriffsberechtigten Benutzer am Konto der Biomethaneinspeiseanlage
(http://www.biomethanregister.at/biogas/c037_antrag_registernutzer_af-rn_wg_biomethan_v02.00.pdf)
- **Formular AF-AZ** – Zuweisung des Gutachters, welcher bereits im Biomethanregister registriert ist
(http://www.biomethanregister.at/biogas/c039_antrag_anlagenzuweisung_af-az_wg_biomethan_v01.00.pdf)

2.3 Dezentrale Wärmenutzung

Das Konzept der dezentralen Wärmenutzung sieht eine direkte Nutzung des Rohbiogases zur Wärmeerzeugung in Haushalten oder Betrieben vor. Der Gastransport kann logistisch über ein Biogasnetz erfolgen, bei dem mehrere Anlagen angeschlossen sind. Auf dieser Hauptleitung können sich durch Anschlussleitungen unterschiedliche Verbraucher anschließen – Haushalte, öffentliche Gebäude, Betriebe, usw. Das Rohgas muss dabei nur minimal aufbereitet bzw. behandelt werden, d.h. es entfallen aufwändige Gasreinigungsprozesse wie bei der Aufbereitung zu Biomethan. Bei den Verbrauchern kann das Biogas über Gasthermen verwertet und zur Wärmeproduktion (Heizung, Warmwasser, Prozesswärme, ...) herangezogen werden. Für die direkte Nutzung von Biogas in Gasthermen gibt es bereits marktreife Modelle von Herstellern im deutschsprachigen Raum. Eine schematische Darstellung des Konzepts liefert Abbildung 11.

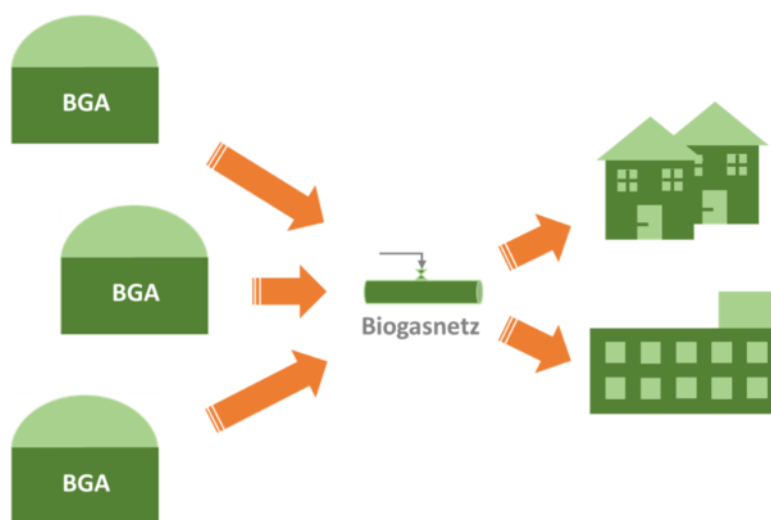


Abbildung 11: Schematische Darstellung des Konzepts der dezentralen Wärmenutzung

Um eine gewisse Ausfallssicherheit gewährleisten zu können bietet sich dieses Konzept v.a. dann an wenn sich mehrere Anlagen zu einem Verbund zusammenschließen. In diesen Fällen kann bei Ausfall einer Anlage die Gasversorgung durch die anderen Anlagen gewährleistet bleiben und die Kosten für eine redundante Gasbereitstellung können entfallen.

Die dezentrale Wärmenutzung kann vor allem dann ein wirtschaftlich sinnvolles Modell sein, wenn sie etwa als Ergänzung zu einer zentralen Gasaufbereitung eingesetzt wird. In diesem Fall wäre ohnehin ein Biogasnetz vorhanden, d.h. die Investitionskosten der Gasleitung würden sich auf die Anschlussleitungen zu den Abnehmern reduzieren.

3 METHODIK

In diesem Abschnitt werden die Methoden erläutert und dokumentiert, die angewandt wurden um die in Abschnitt 1.2 beschriebenen Ziele zu erreichen.

3.1 Übersicht

Um die Biogasanlagen individuell bewerten zu können, wurde einerseits auf umfangreiche Daten des Kompost & Biogas Verbandes zurückgegriffen und andererseits wurden ergänzende Daten von einzelnen Anlagen erhoben.

Parallel dazu wurde eine Erhebung bei den steirischen Kläranlagen durchgeführt, wo u.a. folgende Aspekte analysiert wurden:

- Anfallende Gasmenge
- Faulturmvolume
- Größe des Gasspeichers
- Jährliche abgefackelte Gasmenge
- Art der Gasnutzung

Die wirtschaftliche Evaluierung der Anlagen umfasst nicht nur eine Betrachtung auf individueller Anlagenebene, sondern auch eine Bewertung von Anlagenverbunden in Regionsanalysen. Dazu wurden die Anlagenstandorte mit der Karte der Erdgasnetze in der Steiermark verknüpft um die Distanzen zwischen den einzelnen Anlagen bzw. die Distanz einzelner Anlagen zum Erdgasnetz zu ermitteln.

In Abbildung 12 werden die im vorliegenden Bericht untersuchten Biogas- und Kläranlagen sowie das Erdgasnetz der Steiermark übersichtlich dargestellt.

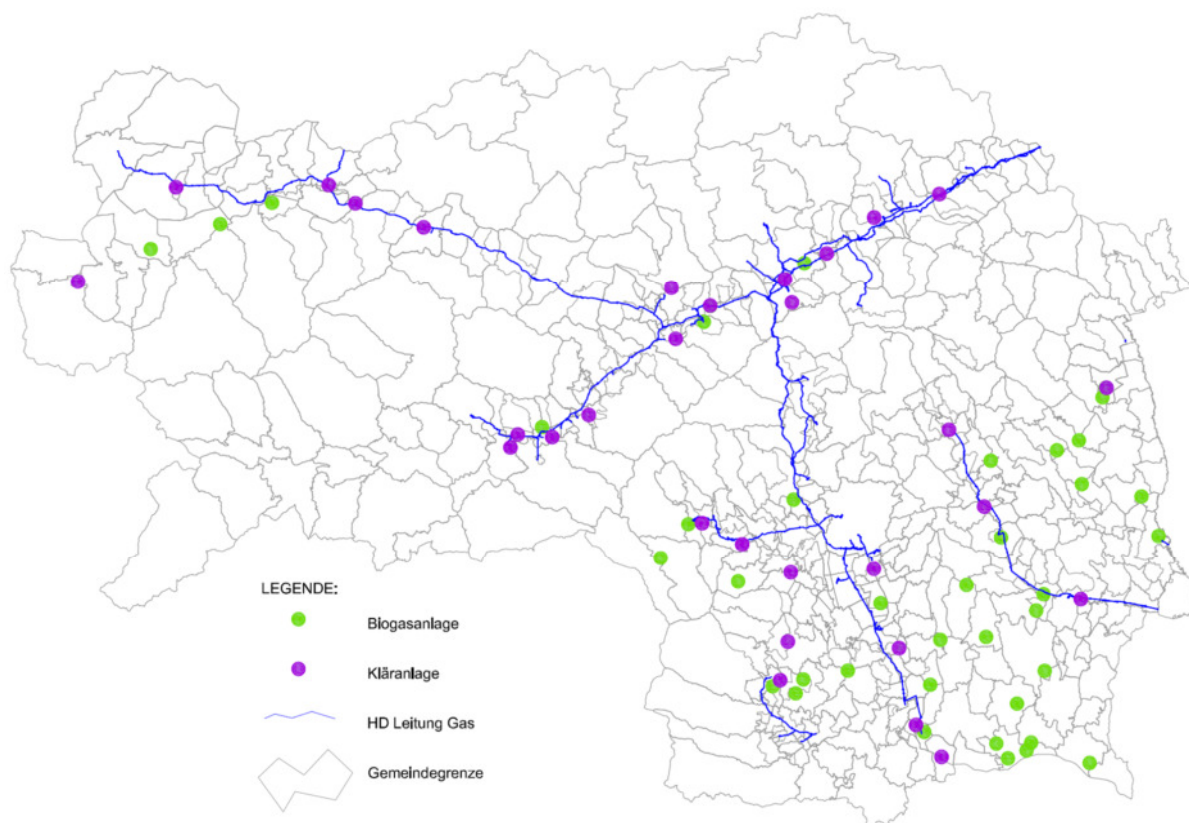


Abbildung 12: Übersicht über die Biogas- und Kläranlagen in der Steiermark mit Gemeindegrenzen und Darstellung des steirischen Erdgasnetzes

3.2 Untersuchte Szenarien bzw. Systemgrenzen

In der vorliegenden Untersuchung wurden für den Betrieb der Anlagen unterschiedliche Szenarien definiert und untersucht. Einen Überblick gibt Abbildung 13.

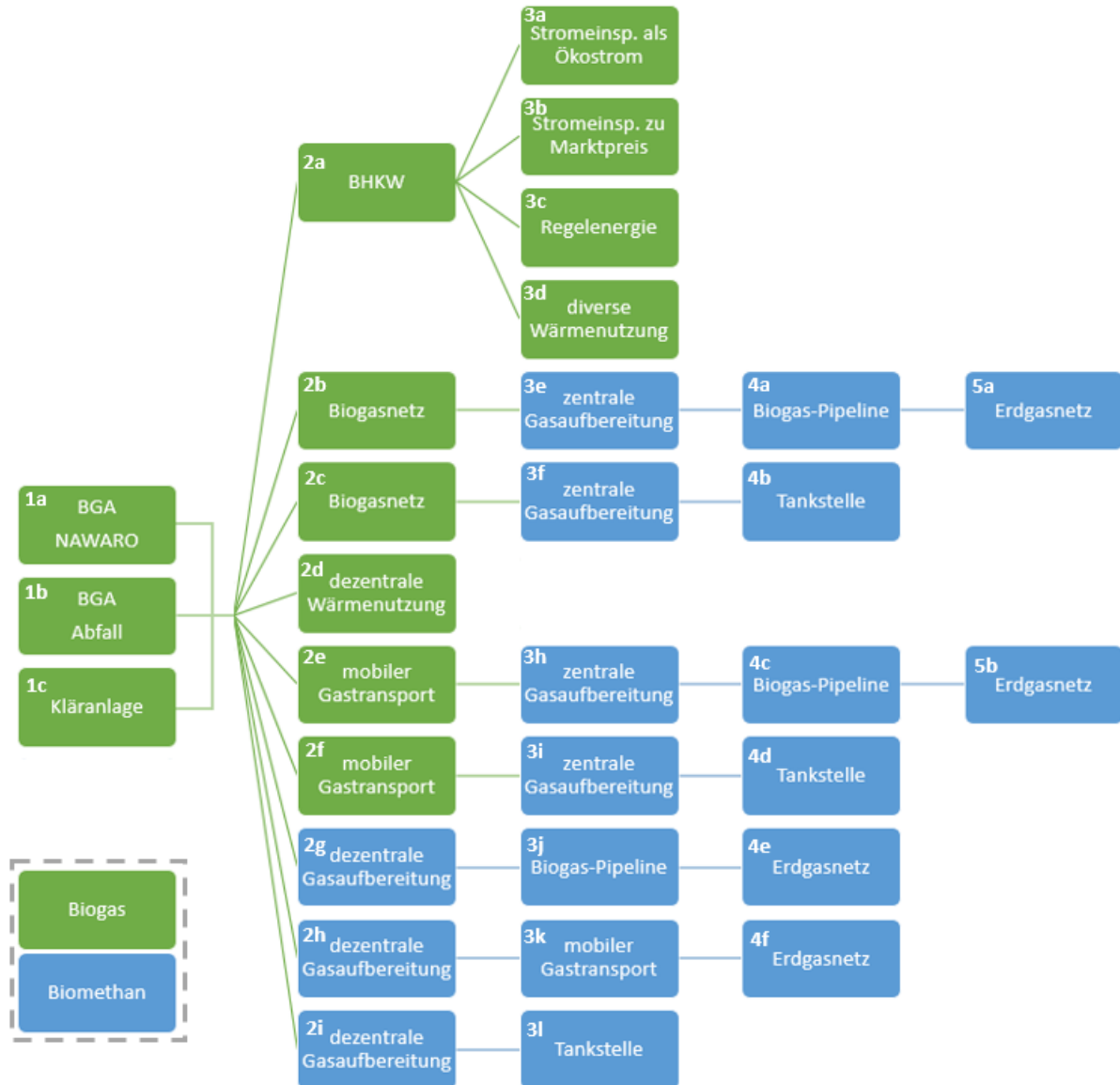


Abbildung 13: Schema der Systemgrenzen bzw. der untersuchten Szenarien

Den Anlagen stehen verschiedene Geschäftsmodelle zu Verfügung, die im Rahmen dieser Analyse bewertet wurden. Die wirtschaftliche Bewertung der einzelnen Szenarien erfolgte auf Basis von Gesteungskosten, welche durch die Investitionskosten und Betriebskosten der jeweiligen Option bestimmt werden. So wurden die einzelnen Wege in Abbildung 13 bewertet und die Gesteungskosten der Szenarien berechnet. Diese müssen von den Anlagenbetreibern auf individueller Ebene den Erträgen des jeweiligen Szenarios gegenübergestellt werden. So gibt es etwa unterschiedliche spezifische Erträge für den Biomethanabsatz ins Erdgasnetz oder den Absatz auf einer CNG-Tankstelle,

die natürlich auch abhängig von der Anlagengröße, den Abnehmern oder Verträgen mit dem EVU von Anlage zu Anlage verschieden sein können.

Des Weiteren wurde für die einzelnen Varianten ein Finanzierungsmodell auf Leasingbasis hinterlegt, d.h. es wurde davon ausgegangen, dass die Anlagenbetreiber derzeit nicht über das notwendige Eigenkapital verfügen und das Kapital über Fremdfinanzierung aufbringen müssen.

3.3 Beschreibung Berechnungsmodelle

In diesem Abschnitt werden die Berechnungsmodelle, die für die gegenständliche Analyse verwendet wurden, beschrieben und alle technoökonomischen Randbedingungen bzw. Annahmen dokumentiert.

3.3.1 Allgemeine Annahmen

Sofern nicht gesondert hervorgehoben, beruhen die Modelle, die in diesem Abschnitt vorgestellt werden, auf den grundsätzlichen Annahmen in Tabelle 6.

Technik	
Volllaststunden der Anlagen	8.500 [h]
CH ₄ -Gehalt Rohbiogas	55 [%]
CH ₄ -Gehalt Klärgas	64 [%]
Heizwert Biogas	5,50 [kWh/Nm ³]
Brennwert Biogas	5,85 [kWh/Nm ³]
Heizwert Klärgas	6,40 [kWh/Nm ³]
Brennwert Klärgas	6,81 [kWh/Nm ³]
Heizwert Biomethan	9,97 [kWh/Nm ³]
Brennwert Biomethan	10,60 [kWh/Nm ³]
Umrechnungsfaktor Biomethan/Rohbiogas	0,55 [-]
Umrechnungsfaktor Biomethan/Klärgas	0,64 [-]
Ökonomie	
Strompreis	115 [€/MWh]

Tabelle 6: Grundsätzliche Annahmen für die Berechnungen

Der Strompreis in Tabelle 6 stellt den Einkaufspreis für die betrachteten Anlagen dar, d.h. wenn etwa der finanzielle Aufwand für die etwaig notwendige Verdichtung/Kompression von Gas ermittelt wird (Verdichtungsarbeit => elektrische Energie), wird dieser Preis herangezogen.

3.3.2 Rohbiogas-Gestehungskosten

Die Gestehungskosten für das produzierte Rohbiogas wurden vom Kompost & Biogas Verband Österreich ermittelt. Basis für diese Ermittlung sind die Investitions-, Betriebs-, Personal- und Substratkosten der einzelnen Anlagen der vergangenen Jahre. Die Rohbiogas-Gestehungskosten liegen spezifisch für jede einzelne Biogasanlage vor.

3.3.3 Klärgas-Gestehungskosten

Bei Kläranlagen ab ca. 20.000 Einwohnergleichwerten werden zur Klärschlammnachbehandlung Faultürme verwendet. Die Investitionskosten für die Faultürme inkl. der Gasverwertungsstrecken liegen im Durchschnitt der betroffenen Kläranlagen bei rund 3 Mio. €. Der Betrieb erfordert zudem einen hohen technischen Aufwand und ein speziell geschultes Personal¹⁷. Allerdings werden diese Kosten in der Regel der Abwasserreinigung und nicht der Energieproduktion zugeordnet.

Daher wird zur Ableitung der Klärgasgestehungskosten die Ersatzkosten für die Strom- bzw. Wärmeproduktion herangezogen. In der Regel wird die produzierte Klärgasmenge in BHKWs oder in Gasthermen zur Strom- bzw. Wärmeproduktion verwendet. Nur in Ausnahmefällen ist eine Entsorgung mittels Gasfackel vorgesehen. Wird nun die Klärgasmenge nicht zur Strom- bzw. Wärmeproduktion herangezogen sondern für die Gasaufbereitung und -einspeisung verwendet, fehlen die Strom und Wärmemengen für den Betrieb der Kläranlage. Diese Energiemenge muss zugekauft werden. Die Eigenenergieversorgung durch das BHKW wurde mit den Industriegas- (<10 GWh Jahresverbrauch) bzw. Industriestrompreisen (<10 GWh Jahresverbrauch und über 4.500 Volllaststunden) bewertet¹⁸.

3.3.4 Stromproduktion

Eine durchschnittliche Biogasanlage mit einer elektrischen Leistung von 250 kW hat jährliche Aufwendungen für die Wartung und Instandhaltung des BHKWs zwischen € 30.000 und € 65.000. Steigt die Biogasanlage von der Stromproduktion in die Gasaufbereitung und -einspeisung um, kann sie

- entweder ein kleineres Aggregat für die Eigenversorgung von Strom und Wärme zukaufen
- oder den Strom und die Wärme zukaufen.

Zwar sinken die Wartungs- und Instandhaltungskosten des kleineren BHKWs, allerdings sind bei dieser Alternative die durchschnittlichen jährlichen Kapitalkosten zuzurechnen. Außerdem sinkt die

¹⁷ Ehgartner, J. & Grabner, A. 2003. Kostenentwicklung/Investitionskostenanalyse von Kläranlagen in der Steiermark. Diplomarbeit. Graz: TU Graz.

¹⁸ E-control 2017. Strom. Entwicklung der Industriepreise. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/de/industrie/strom/strompreis/industriestrompreise/entwicklung-industriepreise>. Abgerufen am 19.07.2017 07:47

E-control 2017. Gas. Entwicklung der Industriepreise. Verfügbar unter: <https://www.e-control.at/de/industrie/gas/gaspreis/industriegaspreise/industriepreise>. Abgerufen am 19.07.2017 07:48

Biomethaneinspeiseleistung, da für die reibungslose Funktion des kleineren BHKWs das Schwachgas aus der Aufbereitung mit Rohbiogas aufgefettet werden muss. Wird Strom und Wärme von extern zugekauft, fallen Betriebskosten an. Der durchschnittliche Eigenstrombedarf liegt bei rund 10% der (durch das BHKW) produzierten Strommenge und bei 15% der (durch das BHKW) produzierten Wärmemenge. Bei einem Zukaufspreis von 10 ct/kWh Strom und 6 ct/kWh Wärme fallen Betriebskosten von rund € 45.000 an.

Da diese Betriebskosten in etwa den oben angeführten durchschnittlichen Wartungs- und Instandhaltungskosten des BHKWs entsprechen, wurde auf eine detaillierte Aufteilung verzichtet.

Die ersparten Wartungs- und Instandhaltungskosten werden durch die zusätzlichen Betriebskosten durch den Energiezukauf ausgeglichen.

Daher können für die Beurteilung der Gestehungskosten der Stromproduktion dieselben Gestehungskosten wie für das Rohgas herangezogen werden.

3.3.5 Gasaufbereitung

Für die Kostenermittlung der Gasaufbereitung auf Erdgasqualität wurden die Investitionskosten und Betriebskosten folgender Aufbereitungstechnologien untersucht:

- PSA – Pressure Swing Adsorption/Druckwechseladsorption
- Druckwasserwäsche
- Aminwäsche
- Membrantechnologie

Die Kosten wurden von der Technischen Universität Wien (Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technische Biowissenschaften) auf Basis realer Anlagen und Literaturdaten¹⁹ ermittelt. Nicht berücksichtigt wurden Kosten für die Gas-Odorierung oder eine Brennwert-Anpassung mittels LPG (Flüssiggas, Propan, Butan: Liquefied Petroleum Gas). Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden folgende Randbedingungen berücksichtigt:

Leasingzinssatz	5 [%]
Abschreibungsdauer	15 [a]
Restwert der Anlage nach Ende der Abschreibungsdauer	10 [%]

Tabelle 7: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Kosten der Gasaufbereitung

¹⁹ Wellinger, A.; Murphy, J. & Baxter, D. 2013. The biogas handbook. Science, production and applications. S.a.: Woodhead Publishing

Urban, W.; Girod, K.; Lohmann, H.; Dachs, G. & Zach, C. 2009. Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Oberhausen: Fraunhofer UMSICHT

In den hinterlegten Modellen wurden die Gestehungskosten für jede der oben genannten Aufbereitungstechnologien berechnet, für die Endergebnisse wurden aber nur die Gestehungskosten der jeweils günstigsten Variante herangezogen. Dahinter liegt die Annahme, dass sich der Betreiber für die günstigste Technologie auf Basis von Investitionskosten und laufenden Betriebskosten entscheidet.

Beispielhaft werden in den folgenden Abbildungen die Gestehungskosten einer Gasaufbereitung mittels PSA sowie die Investitionskosten und Betriebskosten einer Gasaufbereitung mit Druckwasserwäsche dargestellt.

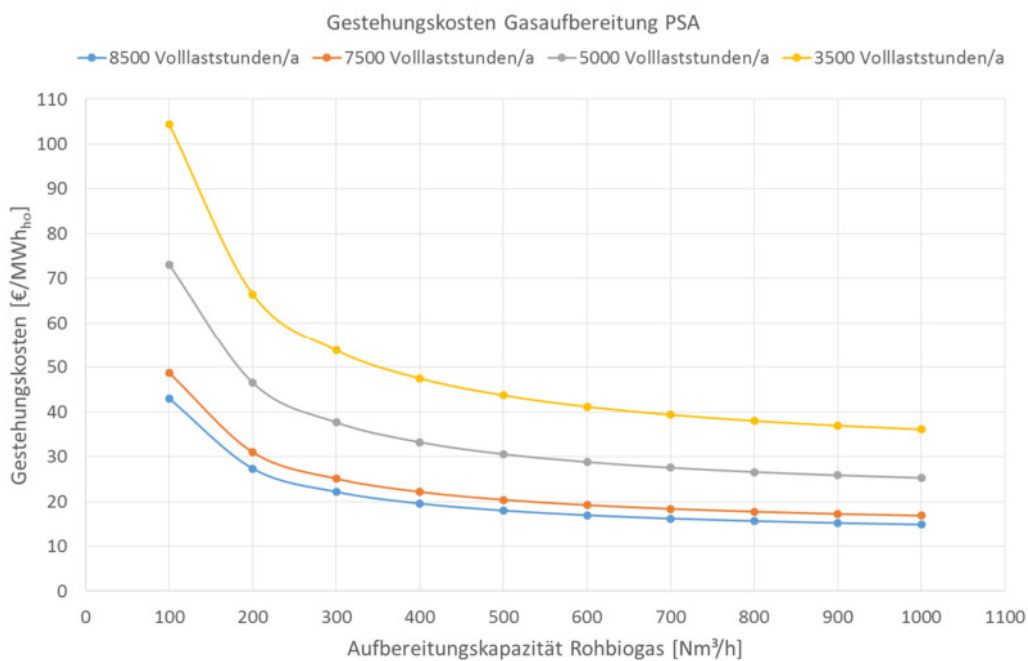


Abbildung 14: Gestehungskosten in €/MWh_{ho} der Gasaufbereitung mittels PSA in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität in Nm³/h

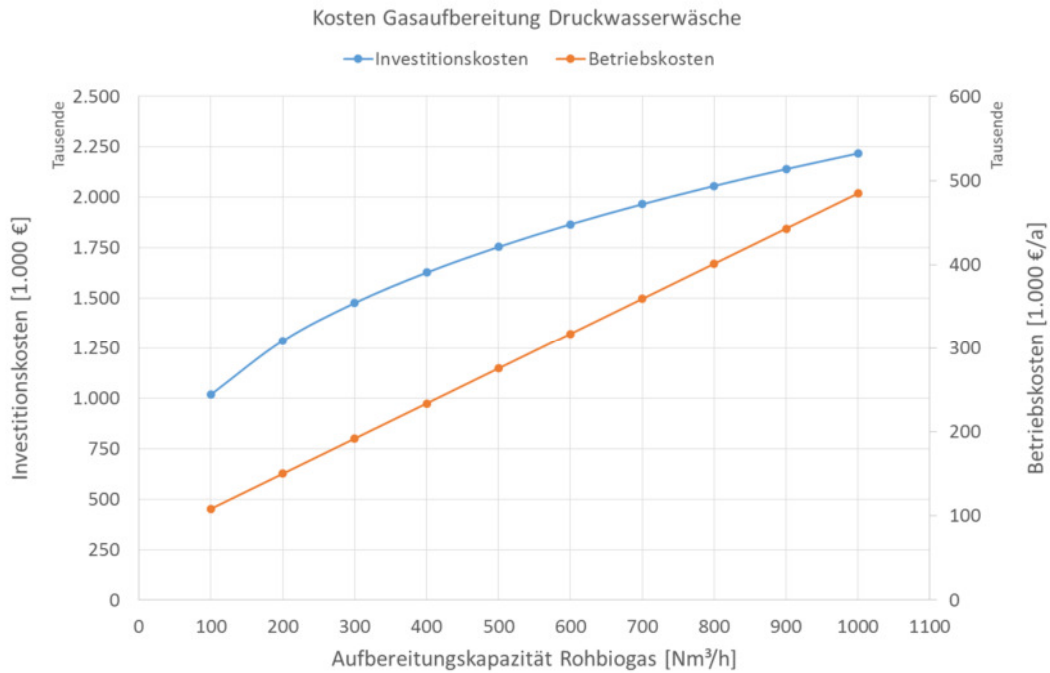


Abbildung 15: Investitionskosten und Betriebskosten der Gasaufbereitung mit Druckwasserwäsche in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität in Nm³/h

Abbildung 16 zeigt die Gestehungs- und Investitionskosten aller untersuchten Aufbereitungstechnologien in Abhängigkeit der Rohbiogasproduktionskapazität.

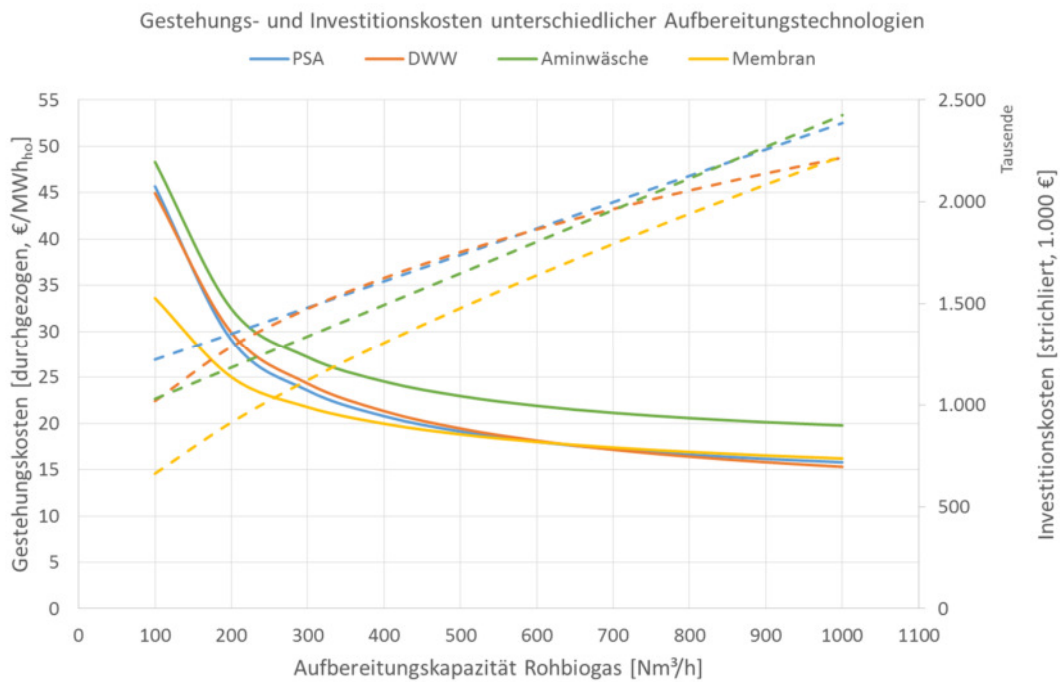


Abbildung 16: Gestehungs- und Investitionskosten unterschiedlicher Aufbereitungstechnologien in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität in Nm³/h



Aspekte, die in Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden müssen, in diesen Modellen aber keinen Eingang finden sind etwa Rohgasqualität, Anforderungen an Biomethanqualität, Verfügbarkeit der jeweiligen Technologie, usw.

3.3.6 Transport von Biogas/Biomethan

3.3.6.1 Allgemeines

Für die Ermittlung der Transportkosten von Biogas/Klärgas/Biomethan wurden die Entfernungen der Anlagen zueinander bzw. zum Erdgasnetz ermittelt. Da für die realen Verläufe von Gasleitungen bzw. für die reale Transportstrecke von mobilen Gastransporten nicht die direkten Entfernungen (=Luftlinie) entscheidend sind, sondern reale Gegebenheiten berücksichtigt werden müssen (Gelände, Straßenverläufe, usw.), wurden diese Distanzen mit Aufschlägen versehen, um so näherungsweise die tatsächlichen Entfernungen für die Gasleitungen bzw. Transportstrecken zu ermitteln. Dabei wurden folgende Aufschläge verwendet:

Aufschlag Distanz Luftlinie zu tatsächlichem Verlauf des mobilen Gastransports	40 [%]
Aufschlag Distanz Luftlinie zu tatsächlichem Verlauf der Gasleitungen	20 [%]

Tabelle 8: Aufschläge für Distanzen von den direkt gemessenen Entfernungen (=Luftlinie) zu tatsächlichen Entfernungen

Für die Ermittlung der Aufschläge für den mobilen Gastransport wurden über 20 Anlagen exemplarisch vermessen. Der durchschnittliche Unterschied von Entfernungen lt. Luftlinie zu realen Transportstrecken (= +40%) wurde dann für alle Anlagen als Referenz genommen.

Die Festlegung der Aufschläge für den tatsächlichen Verlauf der Gasleitungen erfolgte in Absprache mit den Energienetzen Steiermark auf Basis von Erfahrungswerten.

3.3.6.2 Gasleitung

Die Investitionskosten für die Gasleitungen ergeben sich aus der Distanz von der jeweiligen Anlage zum Zielort (Biogasanlage/Kläranlage/Erdgasnetz) bewertet mit den spezifischen Investitionskosten.

Die spezifischen Investitionskosten für die Gasleitung wurden von der Energienetze Steiermark zur Verfügung gestellt und in den Modellen in Abhängigkeit des Durchsatzes der Anlagen bzw. deren Produktionsvolumina berücksichtigt. Die Kosten in €/m werden in Tabelle 9 dargestellt.

Spezifische Investitionskosten Gasleitung 4bar, verlegt, DN50, Durchsatz von 100 Nm ³ /h	130 [€/m]
Spezifische Investitionskosten Gasleitung 4bar, verlegt, DN100, Durchsatz von 600 Nm ³ /h	150 [€/m]
Spezifische Investitionskosten Gasleitung 4bar, verlegt, DN150, Durchsatz von 1700 Nm ³ /h	180 [€/m]

Tabelle 9: Spezifische Investitionskosten für eine Gasleitung in €/m in Abhängigkeit des Leitungsdurchmessers

Für die Abschätzung jährlicher Wartungskosten wurden Erfahrungswerte des Konsortiums herangezogen. Es wurden, unabhängig von der Leitungslänge, jährliche Kosten von € 3.000 veranschlagt.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden folgende Randbedingungen berücksichtigt:

Leasingzinssatz	5 [%]
Abschreibungsdauer	40 [a]
Restwert der Anlage nach Ende der Abschreibungsdauer	10 [%]

Tabelle 10: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die Gasleitung

In Abbildung 17 werden beispielhaft die Gesteungskosten einer Biomethan-Gasleitung bei 8.500 Volllaststunden für Entfernungen von 5 bis 20 km dargestellt.

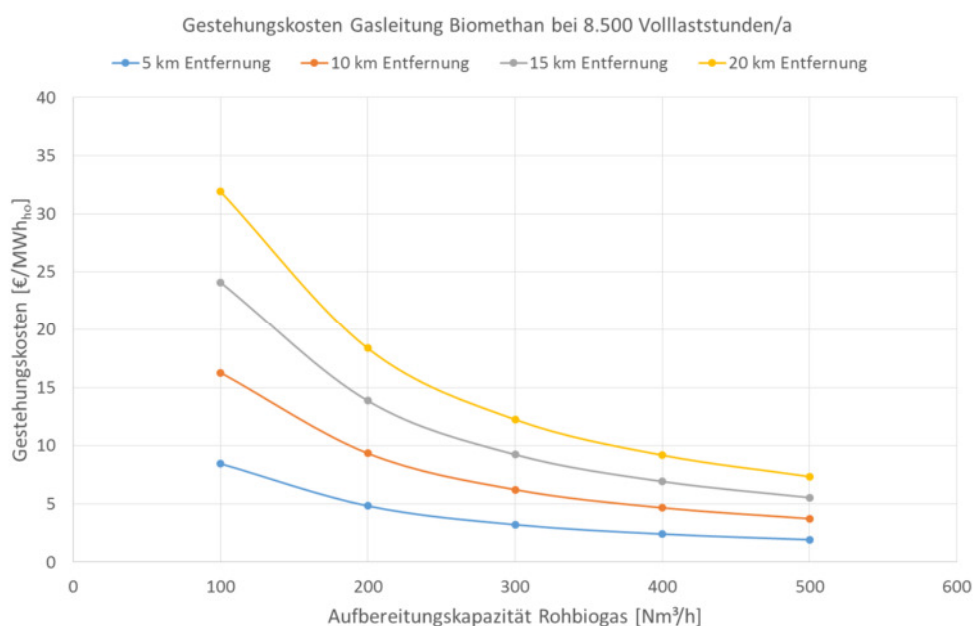


Abbildung 17: Gesteungskosten einer Biomethan-Gasleitung bei 8.500 Volllaststunden in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität und der Entfernung



3.3.6.3 Mobiler Transport

Im Rahmen eines Vorprojektes wurde für eine Modellregion von GET bereits ein konkretes Konzept für den mobilen Gastransport ausgearbeitet, daher wurden für die wirtschaftliche Bewertung die Erfahrungswerte aus diesem Projekt herangezogen. Als Referenz wurde ein System eines tschechischen Herstellers herangezogen, wo dem Konsortium ein konkretes Angebot vorliegt.

Nutzbare Speichervolumen (Fülldruck – Restdruck) eines Containers	2.300 [Nm ³]
Investitionskosten je mobile Speichereinheit	95.000 [€]
Transportkosten (inkl. An- und Abschließen des Speichers)	2,50 [€/km]

Tabelle 11: technisch-wirtschaftliche Randbedingungen für die Bewertung des mobilen Gastransports

Es werden pro Anlage 3 Container benötigt, eine Einheit wird immer gefüllt, eine andere Einheit wird transportiert und eine dritte Einheit wird als Ausfallsicherheit bzw. zusätzliche Füllereinheit berücksichtigt.

Die Berechnung des Energiebedarfs erfolgte in Abhängigkeit des jeweiligen Enddruckes, für diese Berechnungen wurden Werte aus der Literatur herangezogen.²⁰

Es fallen erfahrungsgemäß nur geringe Wartungskosten für die mobilen Container an, daher wurden diese in der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung nicht berücksichtigt.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden folgende Randbedingungen berücksichtigt:

Leasingzinssatz	5 [%]
Abschreibungsdauer	10 [a]
Restwert der Anlage nach Ende der Abschreibungsdauer	10 [%]

Tabelle 12: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für den mobilen Gastransport

In Abbildung 18 werden beispielhaft die Gestehungskosten des mobilen Transports von Biomethan bei 8.500 Volllaststunden für Entfernungen von 5 bis 20 km dargestellt.

²⁰ Theißing, M. 2006. Biogas. Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze. *Berichte aus Energie- und Umweltforschung*. Wien: BMVIT

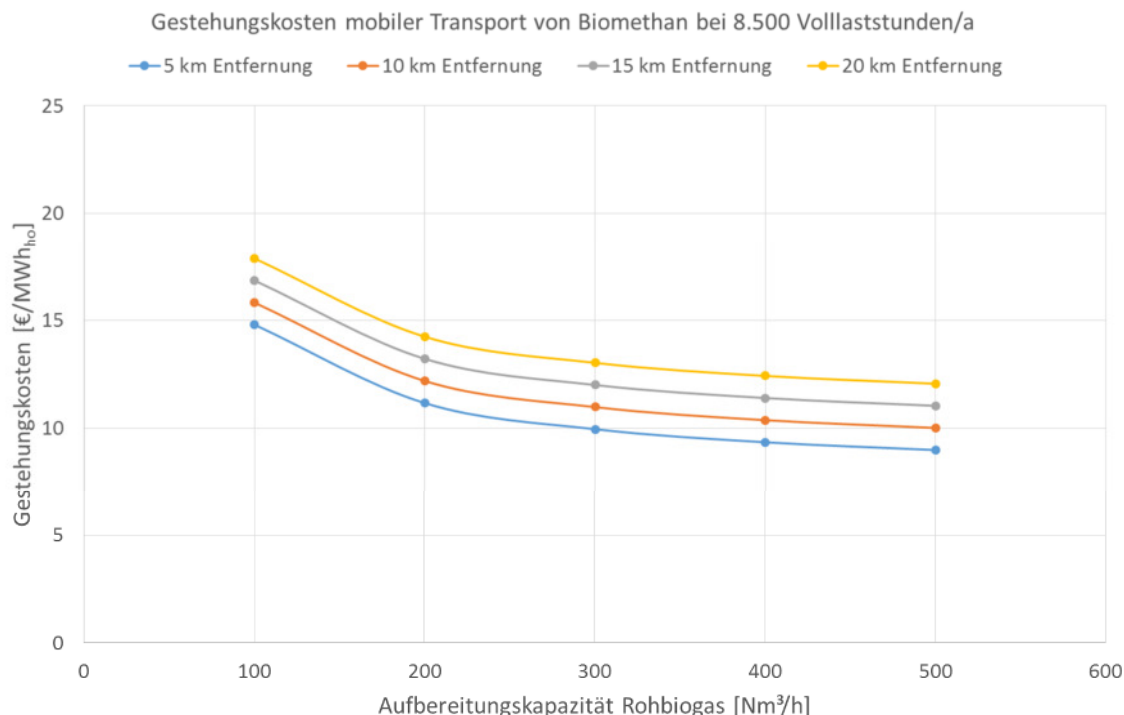


Abbildung 18: Gestehungskosten des mobilen Transports von Biomethan bei 8.500 Volllaststunden in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität und der Entfernung

3.3.7 Dezentrale Wärmenutzung

Unter dezentraler Wärmenutzung wird in dieser Betrachtung die direkte Nutzung des Rohbiogases als Energieträger für die Wärmeproduktion in Haushalten und in Industrie-/Gewerbeanwendungen verstanden. Die Nutzung erfolgt durch Gasthermen, die für die Verbrennung von Rohbiogas entwickelt wurden.

Das Konzept der direkten Nutzung von Rohbiogas als Energieträger für die Wärmeproduktion wird vor allem interessant sein, wenn sich Abnehmer an eine bestehende Biogasleitung anschließen möchten. In diesem Fall wären mehrere (mindestens zwei) Biogasanlagen durch ein Gasnetz miteinander verbunden, z.B. etwa für den Betrieb einer zentralen Gasaufbereitung, was für die Abnehmer auch eine gewisse Ausfallssicherheit gewährleisten dürfte – die bei einer einzelnen Anlage ja nicht gegeben ist.

In dem Berechnungsmodell wurde unterschieden zwischen dezentraler Wärmenutzung in Haushalten und Gewerbe- bzw. Industriebetrieben. Die technoökonomischen Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung dieser Gasnutzung sind in Tabelle 13 dargestellt.



Haushalte	
Jahresnutzungsgrad Biogasthermen	90 [%]
Nutzwärmebedarf pro Haushalt	18 [MWh/a]
Investitionskosten für Haushalte (Biogastherme, Abgasfang, Wärmemengenzähler, Adaption bis Wärmeübergabe)	5.000 [€]
Volllaststunden pro Jahr	1.700 [h/a]
Gleichzeitigkeit Biogasnetz Haushalte	80 [%]
Wartungskosten je Biogastherme	150 [€/a]
Industrie	
Jahresnutzungsgrad Biogaskessel Industrie	90 [%]
Gleichzeitigkeit Biogasnetz Industrie	80 [%]
Wartungskosten je Biogaskessel	1.000 [€/a]
Volllaststunden pro Jahr	3.500 [h/a]
Biogasnetz	
Hausanschlussleitung, Länge je Haushalt	20 [m]
Anschlussleitung, Länge je Industrieanlage	150 [m]
Länge Hauptbiogasleitung/Haushalt (Erfahrung aus einem Vorprojekt der GET – BiogasSmartBusiness)	67 [m/Haushalt]
Jährliche Leitungskosten (Wartung, Instandhaltung, Personal)	20.000 [€/a]
Biogasanlage	
Investitionskosten Entschwefelung, Trocknung	200.000 [€]
Investitionskosten Verdichter	100.000 [€]
Jährliche Betriebskosten Entschwefelung & Verdichter	32.000 [€/a]

Tabelle 13: Technoökonomische Randbedingungen für die dezentrale Wärmenutzung

Der Nutzwärmebedarf pro Industrieanlage wurde als Variable in die Berechnungen einbezogen um hier die Auswirkungen unterschiedlicher Größen von Industrieanlagen auf die Wirtschaftlichkeit des Modells zu untersuchen. Die Investitionskosten für die Industrieanlagen (Biogaskessel, Abgasfang, Wärmemengenzähler, Adaption bis Wärmeübergabe) wurden in Abhängigkeit des Nutzwärmebedarfs und des daraus resultierenden Spitzenleistungsbedarfes berechnet. Beispielsweise ergeben sich für eine Industrieanlage mit einem Nutzwärmebedarf von 250 MWh/a und einem Spitzenleistungsbedarf von 70 kW Investitionskosten von etwa € 114.000.

Die Investitionskosten für die Gasleitung wurden in Anlehnung an die dargestellten Daten in Tabelle 9 berechnet.

Für die ökonomische Bewertung wurden folgende Kosten berücksichtigt:

- Investitionskosten
 - Biogastermen Haushalte inkl. Adaption
 - Hausanschlussleitungen
 - Anschlussleitungen Industrie
 - Hauptbiogasleitung
 - Entschwefelung und Verdichter
- Betriebskosten
 - Jährliche Wartungskosten Thermen Haushalte
 - Jährliche Wartungskosten Industrie
 - Jährliche Kosten Biogasnetz
 - Jährliche Betriebskosten Entschwefelung und Verdichter

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden folgende Randbedingungen berücksichtigt:

Leasingzinssatz	5 [%]
Abschreibungsdauer	20 [a]
Restwert der Anlage nach Ende der Abschreibungsdauer	10 [%]

Tabelle 14: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für die dezentrale Wärmenutzung

3.3.8 CNG-Tankstelle

Für die wirtschaftliche Bewertung einer Gastankstelle wurden aktuelle Angebote von zwei Anlagen herangezogen und auf dieser Basis eine Kostenschätzung durchgeführt:

Investitionskosten CNG-Station inkl. Verdichter	150.000 [€]
Investitionskosten für zusätzlich erforderliche Infrastruktur (Zapfsäule, Gasspeicher, Tankautomat, usw.)	120.000 [€]
Jährliche Wartungskosten	22.000 [€/a]
Jährliche Kosten für Personal, Administration, usw. (Schätzung auf Basis der Erfahrungswerte des Konsortiums)	5.000 [€/a]

Tabelle 15: Rahmenbedingungen für die wirtschaftliche Bewertung von Gastankstellen

Die Ermittlung der Stromkosten für die Gasverdichtung erfolgte wie in Abschnitt 3.3.6.3 dargestellt.

Für die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurden folgende Randbedingungen berücksichtigt:

Leasingzinssatz	5 [%]
Abschreibungsdauer	10 [a]
Restwert der Anlage nach Ende der Abschreibungsdauer	10 [%]

Tabelle 16: Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für eine Gastankstelle

4 AUSWERTUNG

Der Fokus der vorliegenden Studie ist auf der wirtschaftlichen Betrachtung der einzelnen Anlagen, aber auch das Zusammenspiel der Anlagen in Verbänden wurde untersucht und die Konsequenzen für den wirtschaftlichen Betrieb aus solchen Zusammenschlüssen ausgearbeitet. Die Analysen auf Anlagenebene werden im Kapitel 4.1 dargestellt, während die Regionsanalysen im Kapitel 4.2 behandelt werden.

4.1 Analysen auf Anlagenebene

Im folgenden Abschnitt werden die untersuchten Szenarien vorgestellt (4.1.1), die Gestehungskosten der steirischen Biogasanlagen analysiert (4.1.2 bzw. 4.1.3), die Ergebnisse der Auswertung interpretiert, zusammengefasst und analysiert (4.1.4) und die Schlussfolgerungen daraus gezogen (4.1.5). Die Ergebnisse der Auswertungen der einzelnen Anlagen sind im internen Bericht angeführt, der den Auftraggebern der Studie vorliegt.

4.1.1 Untersuchte Szenarien

Für jede einzelne Anlage wurden folgende Szenarien untersucht:

4.1.1.1 Szenario 0 – Referenzszenario

Stromproduktion	100 %
Gaseinspeisung	0 %
Gastransport	-
CNG-Tankstelle	0 %
Dezentrale Wärmenutzung	0 %

Tabelle 17: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene – Szenario 0 (Referenzszenario)

Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas zur Stromproduktion mittels BHKW verwendet, was dem klassischen, bisherigen Verwertungsweg entspricht.

4.1.1.2 Szenario 1

Stromproduktion	0 %
Gaseinspeisung	100 %
Gastransport	Leitung
CNG-Tankstelle	0 %
Dezentrale Wärmenutzung	0 %

Tabelle 18: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 1



Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas dezentral (d.h. direkt bei der jeweiligen Anlage) aufbereitet und in das nächstgelegene Erdgasnetz eingespeist. Der Gastransport zum Erdgasnetz erfolgt über eine erdverlegte Biomethanleitung.

4.1.1.3 Szenario 2

Stromproduktion	0 %
Gaseinspeisung	100 %
Gastransport	mobil
CNG-Tankstelle	0 %
Dezentrale Wärmenutzung	0 %

Tabelle 19: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 2

Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas dezentral (d.h. direkt bei der jeweiligen Anlage) aufbereitet und in das nächstgelegene Erdgasnetz eingespeist. Der Gastransport zum Erdgasnetz erfolgt über mobile Transportcontainer.

4.1.1.4 Szenario 3

Stromproduktion	0 %
Gaseinspeisung	90 %
Gastransport	Leitung/mobil
CNG-Tankstelle	10 %
Dezentrale Wärmenutzung	0 %

Tabelle 20: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 3

Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas dezentral (d.h. direkt bei der jeweiligen Anlage) aufbereitet. Davon werden 90% ins Erdgasnetz eingespeist und 10% direkt an der Anlage über eine CNG-Tankstelle vertrieben. Für den Gastransport zum Erdgasnetz wird die jeweils günstigere (Leitung/mobil) Variante herangezogen.

In einer Parametervariation hat sich ergeben, dass, aufgrund der Größe der meisten steirischen Biogasanlagen, ein Anteil von 10% für die CNG-Tankstelle aus wirtschaftlicher Sicht für die meisten Anlagen am besten ist. Daher wurde diese Gewichtung vorgenommen.

4.1.1.5 Szenario 4

Stromproduktion	0 %
Gaseinspeisung	0 %
Gastransport	-
CNG-Tankstelle	0 %
Dezentrale Wärmenutzung	100 %

Tabelle 21: Rahmenbedingungen Analysen Anlagenebene - Szenario 4

Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas für die dezentrale Wärmebereitstellung genutzt. Dabei wird eine Kundenverteilung von 80% Haushaltskunden und 20% Industriekunden angenommen.

4.1.2 Stromgestehungskosten bei Biogasanlagen – Modellbetrachtung

4.1.2.1 Ausgangssituation in den Jahren 2003-2006

Als die Großzahl der österreichischen Biogasanlagen geplant wurden, skalierte man hauptsächlich den Kenntnisstand von Biogasanlagen im Leistungsbereich von 20-100 kW auf 250 bzw. 500 kW. Dies hatte zur Folge, dass der notwendige Arbeitsbedarf unterschätzt wurde, manche Technikkomponenten den Anforderungen nicht gerecht wurden und Planungsfehler auftraten.

So ging man bei den Planungen von spezifischen Investitionskosten in der Höhe von € 3.100/kW aus. Mittlerweile weiß man, dass eine 500 kW Biogasanlage spezifische Investitionskosten von etwa € 4.000/kW aufweist. Eine Wärmenutzung via Nahwärmenetz ist hier noch zu zuschlagen, wird aber in der Regel über den Wärmepreis, auf den in dieser Berechnung nicht näher eingegangen wird, abgedeckt. Ein etwaiger Ausfallskessel wird in der Regel vom Heizwerk bereitgestellt.

Auch die Agrarpreise für Weizen und Körnermais lagen als Referenzpreis für die Substratkosten aufgrund des EU-Beitritts im Jahr 1995 weit unter dem Niveau der 30 Jahre davor. Die Substratkostenberechnungen in der Planungsphase der Biogasanlagen lagen bei rund 6,0 ct/kWh.

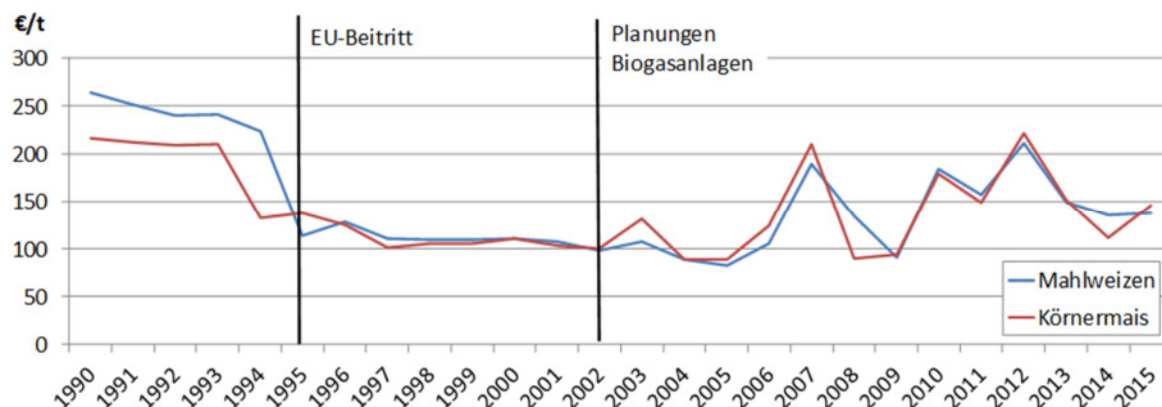


Abbildung 19: Entwicklung der Agrarpreise für Weizen und Körnermais von 1990-2015²¹

Die Wirtschaftlichkeitsplanungen sahen beispielhaft für eine 100, 250 und 500 kW Biogasanlage folgendermaßen aus:

installierte Leistung	100	250	500 kWel
Volllaststunden	8.000	8.500	8.500 h
Stromproduktion	800	2.125	4.250 MWHel
Wirkungsgrad el. BHKW	33%	34%	37%
Wirkungsgrad th. BHKW	52%	51%	48%
Wärmeproduktion	1.261	3.188	5.514 MWth
Wärmenutzungsgrad	30%	25%	25%
Wärmenutzung	380	800	1.380 MWth
Erlöse Stromverkauf	165	145	145 €/MWHel
Erlöse Wärmeverkauf	15	15	15 €/MWth
Erlöse Gesamt	137.700	320.125	636.950 €

installierte Leistung		100	250	500 kWel
notwendige Biomethanlieferung von Substrat		243.900	628.800	1.155.600 m ³ CH ₄
		2.424	6.250	11.487 MWHhu
		2.667	6.875	12.635 MWHho
Gülle	17 m ³ CH ₄ /t FM	2.500	2.500	4.000 t FM
Silomais	112 m ³ CH ₄ /t FM	1.800	5.300	9.800 t FM
Biomethan aus Substratmix		244.100	636.100	1.165.600 m ³ CH ₄
anfallende Güllemenge		4.000	7.000	13.000 m ³
Substratkosten	Gülle	0 €/t FM	0	0 €
	Silomais	10,0 €/t FM	18.000	98.000 €
Ernte- und Transportkosten	Gülle	2 €/t FM	3.750	6.000 €
	Silomais	13 €/t FM	23.400	127.400 €
	Biogasgülleausbringung	2 €/m ³	6.000	19.500 €
Substratkosten gesamt		51.150	136.150	250.900 €
		6,39	6,41	5,90 ct/kWHel
		19,18	19,80	19,86 €/MWHho

²¹ STATISTIK Austria. Land- und forstwirtschaftliche Erzeugerpreise. Wien: Statistik Austria.



installierte Leistung	100	250	500 kWel
Betriebs- und Instandhaltungskosten	2,5	2,5	2,5 ct/kWhel
	7,50	7,73	8,41 €/MWhho
Arbeiterledigungskosten	1,2	1,2	1,2 ct/kWhel
	3,60	3,71	4,04 €/MWhho
var. Betriebskosten Gesamt	29.600	78.625	157.250 €
	3,70	3,70	3,70 ct/kWhel
	11,10	11,44	12,45 €/MWhho
SUMME var. KOSTEN	80.750	214.775	408.150 €
	10,09	10,11	9,60 ct/kWhel
	30,28	31,24	32,30 €/MWhho

installierte Leistung	100	250	500 kWel
spezifische Investitionskosten	3.100	3.100	3.100 €/kWel
Investitionskosten Gesamt	310.000	775.000	1.550.000 €
durchschnittliche jährliche Kapitalkosten	33.001	82.503	165.006 €
	4,13	3,88	3,88 ct/kWhel
	12,37	12,00	13,06 €/MWhho
SUMME GESAMTKOSTEN	113.751	297.278	573.156 €
	14,22	13,99	13,49 ct/kWhel
	42,65	43,24	45,36 €/MWhho
Betriebsgewinn	23.949	22.847	63.794 €

Abbildung 20: Modellhafte Darstellung der Wirtschaftlichkeitsplanungen im Zeitraum 2003-2006 für Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 100, 250 und 500 kW

4.1.2.2 *Entwicklung seit der Inbetriebnahme der Biogasanlagen*

Auf dieser Basis wurde der Großteil der heute in Betrieb befindlichen Biogasanlagen geplant und gebaut. Aufgrund der unvorhersehbaren Ereignisse machten die Biogasanlagenbetreiber bis 2017 aber deutliche Verluste. Einerseits durch die doch deutlich höheren Investitionskosten als vorab prognostiziert. Andererseits stand die Entwicklung der NAWARO-Vergärung am Anfang. Höhere Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie höherer Betreuungsaufwand auf den Anlagen waren die Folge. Als sich die Biogasproduktion aufgrund des angeeigneten Know-Hows der Anlagenbetreiber stabilisierte, stiegen die Rohstoffpreise an. In den Jahren 2006 bis 2008 und dann ab 2010 verdoppelten sich annähernd die Substratpreise. Wurden anfangs noch Verträge 1 Jahr oder mehr im Voraus abgeschlossen, so findet heute der Vertragsabschluss in der Regel erst kurz vor dem Anbau statt. Dieses Plus an Substratkosten wurde über den Rohstoffkostenzuschlag und den Betriebskostenzuschlag teilweise ausgeglichen. Eine Wirtschaftlichkeitsberechnung für dieselben Modellanlagen würde heute folgendermaßen aussehen:

installierte Leistung	100	250	500 kWel
Volllaststunden	8.000	8.500	8.500 h
Stromproduktion	800	2.125	4.250 MW _h el
Wirkungsgrad el. BHKW	36%	37%	40%
Wirkungsgrad th. BHKW	49%	48%	45%
Wärmeproduktion	1.089	2.757	4.781 MW _h th
Wärmenutzungsgrad	70%	65%	60%
Wärmenutzung	760	1.790	2.870 MW _h th
Erlöse Stromverkauf	205	185	185 €/MW _h el
Erlöse Wärmeverkauf	26	26	26 €/MW _h th
Erlöse Gesamt	183.760	439.665	860.870 €

installierte Leistung		100	250	500 kWel
notwendige Biomethanlieferung von Substrat		223.600	577.800	1.068.900 m ³ CH ₄
Gülle 17 m ³ CH ₄ /t FM		2.500	2.500	4.000 t FM
Silomais 112 m ³ CH ₄ /t FM		1.700	4.800	9.000 t FM
Biomethan aus Substratmischung anfallende Güllemenge		232.900	580.100	1.076.000 m ³ CH ₄
		4.000	7.000	12.000 m ³
Substratkosten	Gülle	0 €/t FM	0	0 €
	Silomais	32,9 €/t FM	55.913	157.872
Ernte- und Transportkosten	Gülle	2 €/t FM	5.000	8.000 €
	Silomais	15 €/t FM	25.500	72.000 €
	Biogasgülleausbrin	2 €/m ³	8.000	14.000 €
		94.413	248.872	463.010 €
Substratkosten gesamt		11,80	11,71	10,89 ct/kW _h el
		38,62	39,39	39,62 €/MW _h ho

installierte Leistung	100	250	500 kWel
Betriebs- und Instandhaltungskosten	6,33	6,33	6,33 ct/kW _h el
Arbeitserledigungskosten	20,71	21,29	23,02 €/MW _h ho
	1,92	1,92	1,92 ct/kW _h el
	6,28	6,46	6,98 €/MW _h ho
var. Betriebskosten Gesamt	66.000	175.313	350.625 €
	8,25	8,25	8,25 ct/kW _h el
	27,00	27,75	30,00 €/MW _h ho
SUMME var. KOSTEN	160.413	424.185	813.635 €
	20,05	19,96	19,14 ct/kW _h el
	65,61	67,14	69,62 €/MW _h ho



installierte Leistung	100	250	500 kWel
spezifische Investitionskosten	5.200	4.500	4.000 €/kWel
Investitionskosten Gesamt	520.000	1.125.000	2.000.000 €
durchschnittliche jährliche Kapitalkosten	55.357	119.763	212.912 €
	6,92	5,64	5,01 ct/kW _{el}
	22,64	18,96	18,22 €/MWh _{ho}
SUMME GESAMTKOSTEN	215.770	543.947	1.026.547 €
	26,97	25,60	24,15 ct/kW _{el}
	88,26	86,10	87,83 €/MWh _{ho}
Betriebsgewinn	-32.010	-104.282	-165.677 €

Abbildung 21: Modellhafte Darstellung der Wirtschaftlichkeitsplanungen aus heutiger Sicht für Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 100, 250 und 500 kW

Trotz des Betriebskostenzuschlags von € 40/MWh_{el} und dem Ausbau der Wärmenutzung kumulierten die Biogasanlagen einen Betriebsverlust auf. Um diesen Betriebsverlust auszugleichen, werden die Kredite gestundet bzw. die Laufzeiten verlängert. Das bedeutet allerdings, dass die Kredite nach Ablauf der 13 Jahre nicht abbezahlt werden konnten. Um eine Bilanz abschließen zu können, wurde in der Regel auch jeweils das Eigenkapital aufgestockt.

4.1.2.3 Ausblick

Wird die Betriebszeit der Anlage von 13 Jahren an die technische Nutzungsdauer angepasst, werden in erster Linie Ersatzinvestitionen fällig. Im Gegenzug verändern sich die Kapitalkosten aus dem Kredit der Erstinvestition. Bei einer Verlängerung der Betriebszeit um 7 Jahre (20 Jahre Gesamtlaufzeit) liegen die neuen Gesamtkosten um rund 5 ct/kWh_{el} bzw. € 15/MWh_{ho} unter dem Niveau im 13. Betriebsjahr. Wie in der Übersicht auch ersichtlich ist, ist ein Nachfolgetarif in der höchsten Brennstoffnutzungsgrad-Kategorie (>67,5 %) aus Planungssicht notwendig, um alle Kosten decken zu können. Eine Weiterführung der Biogasanlagen nach Ablauf des 3-jährigen Nachfolgetarifs ist notwendig, um die Ersatzinvestition refinanzieren zu können.

installierte Leistung	100	250	500 kWel
Ersatzinvestition nach 13 Jahren, bei Laufzeit bis 20 Jahren	100.000	250.000	500.000 €
durchschn. jährliche Kapitalkosten aus Ersatzinvestition	17.282	43.205	86.410 €
Veränderung Kapitalkosten aus Erstinvestition bei Friststreckung auf 20 Jahre	-13.631	-29.490	-52.426 €
SUMME GESAMTKOSTEN neu	164.064	437.900	847.619 €
	20,51	20,61	19,94 ct/kW _{el}
	67,11	69,31	72,52 ct/kW _{el}
Brennstoffnutzungsgrad	70%	68%	67% €
Tarif neu	18,57	18,57	17,57 ct/kW _{el}
Erlöse Stromverkauf	148.560	394.613	746.725 €
Erlöse Wärmeverkauf	19.760	46.540	74.620 €
ERLÖSE Gesamt	168.320	441.153	821.345 €
Differenz zu Gesamtkosten neu	4.256	3.253	-26.274 €

Abbildung 22: Modellhafte Darstellung der Wirtschaftlichkeitsplanungen für die kommenden Jahre für Biogasanlagen mit einer installierten elektrischen Leistung von 100, 250 und 500 kW

4.1.3 Biogasgestehungskosten bei steirischen Biogasanlagen

4.1.3.1 Zusammenfassung

In die Berechnungen zu den Biogasgestehungskosten fließen Substratkosten, Betriebs- und Instandhaltungskosten und Arbeiterledigungskosten mit ein. Die ausgewiesenen Produktionskosten beinhalten keinen Kapitaleinstieg der Erstinvestition, es werden aber variable und fixe Kosten von notwendigen Ersatzinvestitionen (werden notwendig bei einer Verlängerung der Betriebslaufzeit - Details im nachfolgenden Abschnitt) miteingerechnet.

Die durchschnittlichen Gestehungskosten der kleinen Biogasanlagen (<50 Nm³ CH₄/h) belaufen sich auf ca. 82 €/MWh_{ho}. Größere Biogasanlagen (>50 Nm³ CH₄/h) produzieren Biogas zu durchschnittlichen Gestehungskosten von 78 €/MWh_{ho}. Abfallanlagen haben durchschnittliche Produktionskosten von 80 €/MWh_{ho}.

In Abbildung 23 wird die Zusammensetzung der durchschnittlichen Gestehungskosten von NAWARO- und Abfall-Anlagen dargestellt:

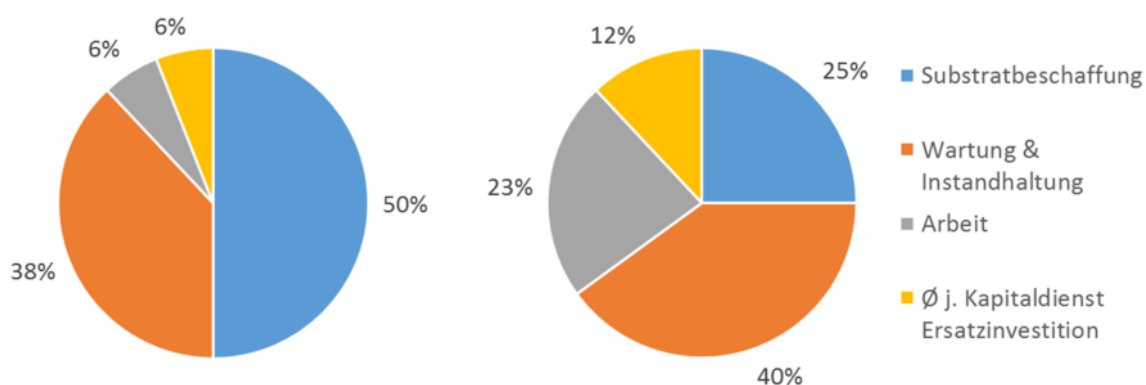


Abbildung 23: Durchschnittliche Zusammensetzung der Biogasgestehungskosten von steirischen NAWARO-Anlagen (links) und Abfall-Anlagen (rechts)

4.1.3.2 Auswertung

Für das gegenständliche Projekt wurde eine Reihe von Daten von steirischen Biogasanlagenbetreibern (40) erhoben. Die Rücklaufquote lag bei 75% (30 Anlagen). Diese Daten sind grundsätzlich in folgende Kategorien eingeteilt worden:

- Verkaufte Strommenge
- Genutzte Wärmemenge über Nahwärmenetze
- Wirkungsgrad des BHKW
- Substratkosten (Kosten die für den Kauf des Substrates, die Ernte und den Rücktransport der Biogasgülle anfielen)

- Wartungs- und Instandhaltungskosten (Kosten für die Wartung und Instandhaltung von BHKW, Rührwerke, Pumpen, Einbringsystem, Gebäude und gas- wie flüssigführende Bestandteile)
- Arbeitserledigungskosten (Löhne, Gehälter, Sozialabgaben, etc.)

Die erhobenen Daten wurden validiert, etwaige betriebsfremde Kosten herausgerechnet.

Über die Strommenge und den elektrischen Wirkungsgrad wurde auf den Energiegehalt des Biogases zurückgerechnet:

$$\frac{\text{Strommenge}}{\eta_{el}} = \text{Heizwert}$$

Daraus sind einzelbetrieblichen Ergebnisse, in Abbildung 24, Abbildung 25 und Abbildung 26 dargestellt, abzuleiten.

Bei einer Verlängerung der Betriebslaufzeit, ist davon auszugehen, dass bislang zurückgehaltene Ersatzinvestitionen (z.B. in Einbringsystem, Rührwerke, etwaige Umbauarbeiten, etc.), nun gemacht werden. Als konservativer Ansatz wurden € 1.000/kW_{el} angenommen, was in den folgenden Absätzen kurz dargestellt wird. Bei einem Fremdkapitalzinssatz von 5% (brutto) und einem Refinanzierungszeitraum von 7 Jahren kann auf den durchschnittlichen jährlichen Kapitaldienst rückgeschlossen werden.

Die in Abbildung 24, Abbildung 25 und Abbildung 26 dargestellten Produktionskosten beinhalten daher **keinen Kapitaldienst der Erstinvestition**. Es sind ausschließlich die variablen Kosten und die fixen Kosten der Ersatzinvestition darin eingerechnet.

Die Einbringsysteme sowie die Rührwerke bzw. Pumpen, welche in den Anlagen installiert sind, hätten überwiegend in den letzten Jahren getauscht werden müssen. Aufgrund der wirtschaftlichen Lage wurden vielfach notdürftige Reparaturen durchgeführt anstatt die Technikkomponenten zu tauschen. Bei einem längerfristigen Ausblick kann die Finanzierung zum Tausch der Technikkomponenten gewährleistet werden. In Österreich investierten 500 kW-Biogasanlagen zwischen € 100.000 und € 165.000 (im Mittel € 120.000) in das Einbringsystem und zwischen € 120.000 und € 280.000 (im Mittel € 170.000) in die Rührtechnik und Pumpen. Damit ist mit einem Investitionsvolumen von rund € 580/kW in diesem Bereich zu rechnen. Etwaige Zusatzkosten können bei Tausch dieser Technikkomponenten bzgl. der programmtechnischen Einbindung und der Ansteuerung auftreten.

Das Einbringsystem und die Rühr- sowie Pumpentechnik ist auch aus einem weiteren Grund zu tauschen. Der Umstieg vom Silomais-Gülle-Substratmix zu einem Substratmix mit höheren Anteilen an Mist, Zwischenfrüchten, Maisstroh kann mit der in den Jahren 2003-2006 installierten Technik nur bedingt bewältigt werden. Um die Anteile an alternativen Substraten steigern zu können, braucht es zusätzlich eine eigene Aufbereitungstechnik. Die Firma BioG GmbH etwa plant und baut solche Aufbereitungstechnik. Für die Einbindung, das Gerät und die Anpassung des Bescheids inkl. VEXAT-Dokument kann mit Kosten von € 100.000 bis € 140.000 (~€ 240/kW_{el}) gerechnet werden.

Da in den letzten Jahren sehr viele Ersatzinvestitionen hinausgeschoben wurden, ist noch mit weiteren Investitionen zu rechnen. Dazu gehören insbesondere bei Umstieg auf Biomethanproduktion z.B. der

Tausch der Gasregelstrecke und ev. Gasspeichern, Änderung der Wärmeanbindung zur Eigenwärmeversorgung aber auch Sanierungen bei Siloanlagen, usw.

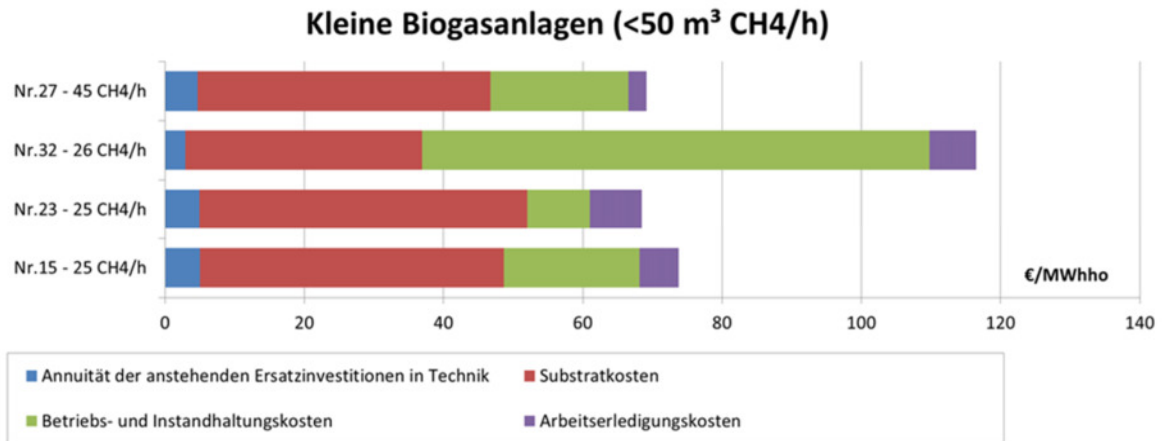


Abbildung 24: Biogasgestehungskosten von kleinen Anlagen mit <50 m³ CH₄/h in €/MWh_{ho}

Biogasanlagen (>50 m³ CH₄/h)

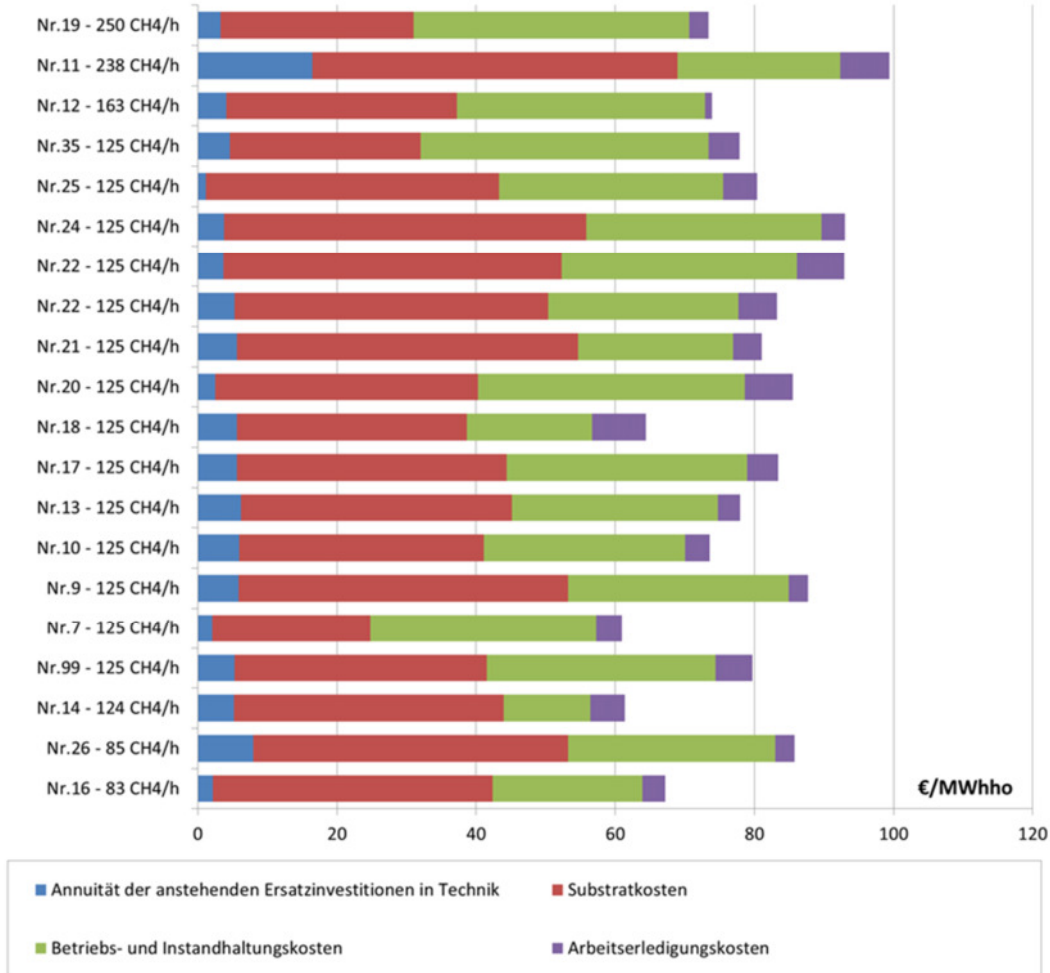


Abbildung 25: Biogasgestehungskosten von Anlagen mit >50 m³ CH₄/h in €/MWh_{ho}

Abfallbiogasanlagen

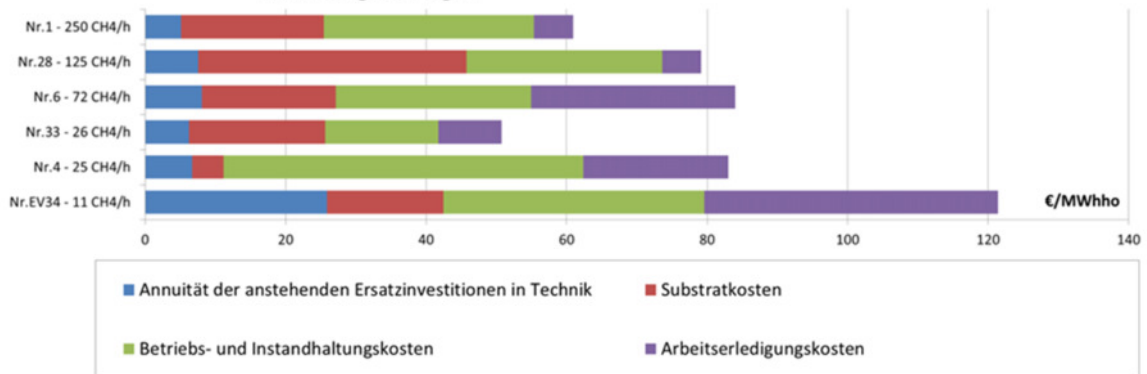


Abbildung 26: Biogasgestehungskosten Abfallbiogasanlagen in €/MWh_{ho}



In folgender Tabelle werden die durchschnittlichen Biogasgestehungskosten der steirischen Biogasanlagen gruppiert dargestellt.

	n	Durchschnittskosten in €/MWh _{ho}					Gesamt	Ø
		Substrat- beschaffung	Wartung & Instandhaltung	Arbeit	Ø j. Kapitaldienst Ersatzinvestition			
Kleine Biogasanlagen (<50 m ³ CH ₄ /h)	4	41,73	30,29	5,59	4,35	81,96	78,85	
Größere Biogasanlagen (>50 m ³ CH ₄ /h)	20	39,62	29,97	4,44	5,11	77,91		
Abfallanlagen	6	19,67	31,66	18,62	9,93	79,89		

Tabelle 22: Durchschnittliche Biogasgestehungskosten der steirischen Biogasanlagen, gruppiert

4.1.3.3 Validierung

Die Validierung wird anhand von Modellberechnungen für 100 kW_{el}, 250 kW_{el}, 500 kW_{el}, 750 kW_{el} und 1.000 kW_{el} vorgenommen. Die Modelle sind vereinfachte Annahmen, welche nur die ungefähre Höhe der Kosten bestätigen und nicht direkt auf einzelne Anlagen umgelegt werden können.

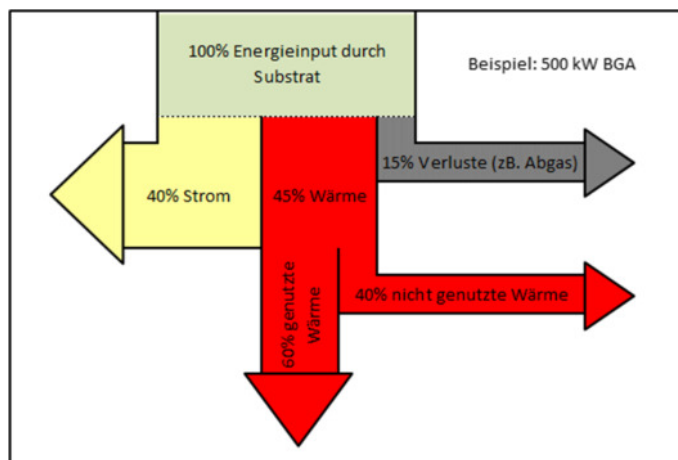
Im Modell wird von 8.000 (bei 100 kW_{el}) sonst von 8.500 Volllaststunden ausgegangen. Die Wirkungsgrade (elektrisch und thermisch) sind Durchschnittsannahmen. Beim Wärmenutzungsgrad wurde angenommen, dass eine 100 kW_{el} Biogasanlage höhere Wärmemengen einer Nutzung zuführen kann, da z.B. Mikro-Fernwärmenetze leicht bedient werden können. Je größer die Biogasanlage, desto höher der Aufwand für die Wärmeverwertung. Daher sinkt die Verwertungsmöglichkeit aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. eine 100 kW_{el} BGA kann ein Dorf versorgen, eine 1.000 kW_{el} Anlage am gleichen Standort müsste 10 Dörfer versorgen). Anmerkung: zur besseren Lesbarkeit wurden manche Werte gerundet.

installierte Leistung	100	250	500	750	1.000 kW _{el}
Volllaststunden	8.000	8.500	8.500	8.500	8.500 h
Stromproduktion	800	2.125	4.250	6.375	8.500 MWh _{el}
Wirkungsgrad el. BHKW	36%	37%	40%	40%	40%
Wirkungsgrad th. BHKW	49%	48%	45%	45%	45%
Wärmeproduktion	1.089	2.757	4.781	7.172	9.563 MWh _{th}
Wärmenutzungsgrad	70%	65%	60%	55%	50%
Wärmenutzung	760	1.790	2.870	3.940	4.780 MWh _{th}

Abbildung 27: Modellberechnung für 100 kW_{el}, 250 kW_{el}, 500 kW_{el}, 750 kW_{el} und 1.000 kW_{el}

Aufgrund der Stromproduktion und dem elektrischen Wirkungsgrad des BHKWs kann auf den notwendigen Biomethan-Input durch das Substrat geschlossen werden.

Für die Modellberechnung wurde ein Substratmix mit Rindergülle (17 m³ Biomethan je Tonne Frischmasse) und Silomais (112 m³ Biomethan je Tonne Frischmasse) eingesetzt. Im Modell werden die Güllemengen fix



angenommen. Die Menge an Silomais wird so berechnet, dass der Biomethanverbrauch durch das BHKW jedenfalls gedeckt ist. Über den Abbaugrad der organischen Masse in den Substraten kann auf die Biogasgüllemenge rückgeschlossen werden.

installierte Leistung	100	250	500	750	1.000 kW _{el}
notwendige Biomethanlieferung von Substrat	223.600	577.800	1.068.900	1.603.400	2.137.800 m ³ CH ₄
Gülle 17 m ³ CH ₄ /t FM	2.223	5.743	10.625	15.938	21.250 MWHhu
Silomais 112 m ³ CH ₄ /t FM	2.445	6.318	11.687	17.532	23.375 MWHho
Biomethan aus Substratmix	2.500	2.500	4.000	5.000	5.000 t FM
anfallende Güllemenge	1.700	4.800	9.000	13.600	18.400 t FM
	232.900	580.100	1.076.000	1.608.200	2.145.800 m ³ CH ₄
	4.000	7.000	12.000	17.000	21.000 m ³

Abbildung 28: Modellberechnung für 100 kW_{el}, 250 kW_{el}, 500 kW_{el}, 750 kW_{el} und 1.000 kW_{el}

Die Substratkosten (ab Feld) können vom Marktpreis für Körnermais abgeleitet werden. Hier steht die Annahme im Hintergrund, dass ein potentieller Silomaisverkäufer zumindest denselben Erlös beim Verkauf von Silomais erhalten muss, wie er für den Verkauf von Körnermais erhält. Bei einem Durchschnittsertrag bei Körnermais von 11,5 t/h²² und einem Durchschnittspreis für Körnermais in der Zeit der Vertragsverhandlungen (Jänner-April) von rund € 143/t²³, ergeben sich für den liefernden Landwirt Opportunitätskosten von € 1.645/ha Körnermais. Damit muss der Silomais ebenfalls Erlöse

²² AMA, 2016: Herbst Ertragserhebung 2016. Verfügbar unter: <https://www.ama.at/Marktinformationen/Getreide-und-Olsaaten/Aktuelle-Informationen/2016/Herbst-Ertragserhebung-2016>. Abgerufen am 19.07.2017 09:44

²³ Statistik Austria, 2017: Land- und Forstwirtschaftliche Erzeugerpreise 2017. Verfügbar unter: http://www.stat.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/preise_bilanzen/preise/index.html. Abgerufen am 19.07.2017 09:45



von mindestens € 1.645/ha erbringen. Bei einem durchschnittlichen Ertrag von rund 50 t Silomais/ha²⁴ ergeben sich Silomaiskosten ab Stamm von rund € 33/t Silomais. Da dem liefernden Landwirt die Nährstoffe durch das zurückbleiben von Maisstroh fehlen, wird in der Regel die Biogasgülle kostenlos frei Feld zur Verfügung gestellt. Damit ist die Nährstoffbilanz (Abfuhr der Nährstoffe durch die Nutzung der ganzen Maispflanze, Rückbringung der Nährstoffe durch die Biogasgüllegabe) ausgeglichen.

Die Rindergülle steht kostenlos ab Stall zur Verfügung. Allerdings müssen für den Transport Maschinen und Arbeitszeit eingesetzt werden. Für den reinen Transport werden € 2/m³ bzw. t Gülle angesetzt. Für die Ernte des Silomaises mittels Feldhäcksler, Transporteinheiten und Verdichtung im Silo kann mit rund € 15/t Silomais gerechnet werden²⁵. Die hier aufgewendeten Arbeitszeiten sind in den Dienstleistungen der Lohnunternehmen enthalten und damit *nicht* in der Arbeitszeitbewertung für den Betrieb der Biogasanlage einbezogen. Damit ergeben sich die in Abbildung 29 dargestellten Substratkosten für die Biogasanlagen.

		installierte Leistung	100	250	500	750	1.000 kW _{el}
Substratkosten	Gülle	0 €/t FM	0	0	0	0	0 €
	Silomais	32,9 €/t FM	55.913	157.872	296.010	447.304	605.176 €
Ernte- und Transportkosten	Gülle	2 €/t FM	5.000	5.000	8.000	10.000	10.000 €
	Silomais	15 €/t FM	25.500	72.000	135.000	204.000	276.000 €
	Biogasgülleausbringung	2 €/m ³	8.000	14.000	24.000	34.000	42.000 €
			94.413	248.872	463.010	695.304	933.176 €
Substratkosten gesamt			11,80	11,71	10,89	10,91	10,98 ct/kWh _{el}
			38,62	39,39	39,62	39,66	39,92 €/MWh _{ho}

Abbildung 29: Modellberechnung für 100 kW_{el}, 250 kW_{el}, 500 kW_{el}, 750 kW_{el} und 1.000 kW_{el}

In der Datenerhebung wurden durchschnittliche Substratkosten von € 39,62/MWh_{ho} erhoben. Diese stimmen mit der Modellrechnung im Schnitt überein.

Zur Validierung der Betriebs- und Instandhaltungskosten sowie der Arbeitserledigungskosten, wurde auf die Daten von Proidl²⁶ zurückgegriffen. Dieser wies in seinem Vortrag Betriebskosten von durchschnittlich 6,33 ct/kWh_{el} und Arbeitserledigungskosten von durchschnittlich 1,92 ct/kWh_{el} für das Jahr 2013 aus. Aufgrund der unterschiedlichen elektrischen Wirkungsgrade ergibt sich folgendes Bild:

²⁴ Statistik Austria, 2016: Feldfrucht- und Dauerwiesenproduktion 2016 nach Bundesländern. Verfügbar unter: http://www.stat.at/web_de/statistiken/wirtschaft/land_und_forstwirtschaft/agrarstruktur_flaechen_ertraege/feldfruechte/index.html. Abgerufen am 19.07.2017 09:47

²⁵ Stürmer, B., 2017: Feedstock change at biogas plants - Impact on production costs. Biomass and Bioenergy 98:228-235.

²⁶ Proidl, H., 2014: Der Betriebskostenzuschlag laut ÖSG 2012. Biogas14 Kongress, 3.12.2014, Salzburg.

installierte Leistung	100	250	500	750	1.000 kW _{el}
Betriebs- und Instandhaltungskosten	6,33	6,33	6,33	6,33	6,33 ct/kW _h el
	20,71	21,29	23,02	23,02	23,02 €/MWh _{ho}
Arbeitserledigungskosten	1,92	1,92	1,92	1,92	1,92 ct/kW _h el
	6,28	6,46	6,98	6,98	6,98 €/MWh _{ho}
var. Betriebskosten Gesamt	66.000	175.313	350.625	525.938	701.250 €
	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25 ct/kW _h el

Abbildung 30: Modellberechnung für 100 kW_{el}, 250 kW_{el}, 500 kW_{el}, 750 kW_{el} und 1.000 kW_{el}

Die Betriebs- und Instandhaltungskosten lagen 2013 mit rund € 23/MWh_{ho} deutlich unter den gemeldeten Daten von durchschnittlich € 30/MWh_{ho}. Ein Grund könnte sein, dass die aufgeschobenen Ersatzinvestitionen sich negativ auf die Betriebs- und Instandhaltungskosten auswirkten. Wurden in den Jahren 2011/2012 noch Ersatzinvestitionen vorgenommen, die die Instandhaltungskosten gering hielten, könnte sich die Situation Richtung 2016 verschlechtert haben und die fehlenden Ersatzinvestitionen durch verstärkte Reparaturtätigkeit ausgeglichen worden sein. Im Gegenzug fielen bei den steirischen Biogasanlagen durchschnittlich geringere Arbeitserledigungskosten an (Ø € 5/MWh_{ho} vs. € 7/MWh_{ho}). Ein Grund könnte der hohe Silomaiseinsatz bei steirischen Biogasanlagen sein. Dieser bedingt weniger Arbeitsaufwand, da die Störhäufigkeit bei Einbringsystem oder Rührwerken bei Biogasanlagen mit hohen Silomaisanlagen weit geringer ist als z.B. bei Biogasanlagen mit hohen Grassilage- oder Ganzpflanzensilageanteilen.

Die spezifischen Kosten der Erstinvestition lagen bei österreichischen Anlagen im Durchschnitt bei € 4.000 und € 6.000/kW_{el} (siehe Abbildung 31). Durch besseres Verständnis über die technischen Anforderungen, durch wirtschaftlich relevante, zusätzliche Auflagen der Behörden als auch durch Anstieg der Baukosten durch Indexanpassungen bei Technik, Bau und Arbeit steigen die Investitionskosten laufend an.

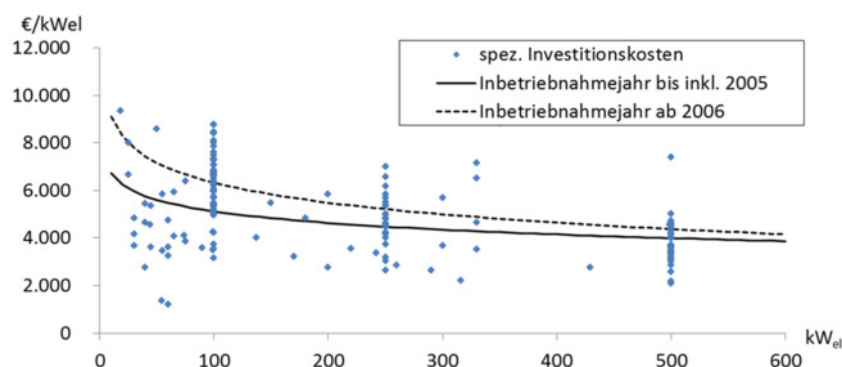


Abbildung 31: Spezifische Investitionskosten österreichischer Biogasanlagen²⁷

Auch wenn nachträgliche Investitionen durch Umbauarbeiten und Erweiterungsarbeiten nicht in der Grafik enthalten sind, kann eine notwendige Ersatzinvestition in der Höhe von 1.000 €/kW_{el} begründet

²⁷ Stürmer, B., 2013: Strukturierte Optimierung von Biogasanlagen durch den Arbeitskreis Biogas. Jahrbuch der Österreichischen Gesellschaft für Agrarökonomie, Band 22(2): 65-74.



werden. Vor allem die Einbringsysteme, die Rührwerke und Pumpen sind in vielen Biogasanlagen am Ende ihrer Nutzungsdauer.

Eine Besonderheit stellen Abfallbiogasanlagen dar, da die verarbeiteten biogenen Abfälle maßgeblich die Erlös- als auch die Kostenseite beeinflussen. Vergärt z.B. eine Biogasanlage fertig aufbereitete und hygienisierte Speiseabfälle, liegen die Investitionskosten, die Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie die Arbeiterledigungskosten unter jenen von NAWARO-Anlagen. Dementsprechend gering sind schlussendlich auch die Entsorgungsbeiträge, die die Abfallanlage lukrieren kann (z.B. € 5/t Speiseöle). Wenn hingegen die Abfallanlage die Sammlung, die Aufbereitung und die Hygienisierung selbst bewerkstelligt, können höhere Entsorgungsbeiträge lukriert werden (z.B. € 120/t Gastronomieabfälle). Durch den höheren technischen und personellen Aufwand steigen auch die Kosten, da der LKW, die Fahrer, die Biotonnenreinigung, die Störstoffabscheidung und –entsorgung sowie höhere Betriebskosten abgedeckt werden müssen. Bei reiner Umlegung auf die produzierte Strommenge können dadurch auch Biogasgestehungskosten von über 50 ct/kWh (\sim € 180/MWh_{ho}) entstehen. Die Heterogenität der verarbeiteten biogenen Abfälle lässt keine Validierung der Kostenzusammensetzung bei Abfallbiogasanlagen zu.

4.1.4 Interpretation & Analyse

Bei der Analyse der Ergebnisse werden folgende Zusammenhänge sichtbar:

4.1.4.1 Kostens optimaler Betrieb der Anlagen

Der aus Betreibersicht kostengünstigste Weg ist stets in einem Geschäftsmodell zu finden, das eine alleinige Fokussierung auf einem Verwertungsweg hat. Beispielsweise sind die Gestehungskosten für die Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz am günstigsten, wenn 100% des produzierten Gases auf diesem Weg eingesetzt werden. Wird etwa ein Teil für den Gasabsatz bei einer CNG-Tankstelle eingesetzt, erhöhen sich auch die Gestehungskosten [€/MWh] für die Biomethan-Einspeisung, da bei denselben Investitionskosten (z.B. für den Bau einer Gasleitung von der Aufbereitung zur Einspeisung) eine geringere Energiemenge transportiert wird. Diese Erhöhung der Gestehungskosten für den „primären Verwertungsweg“ wirkt sich umso stärker aus, je mehr Gas einem alternativen Verwertungsweg zugeführt wird. Der Unterschied der Gestehungskosten der Gasaufbereitung bei Szenario 1 und Szenario 2 ist hier noch relativ gering, da 95% für den primären Verwertungsweg (= Biomethaneinspeisung) eingesetzt werden. Bei Sensitivitätsanalysen zeigt sich aber deutlich, dass sich die Gestehungskosten eines Verwertungsweges umso stärker erhöhen, je geringer der Anteil des Gesamtgasproduktionsvolumens an diesem Verwertungsweg ist. Dies wurde beispielhaft für eine Biogasanlage ermittelt und in Abbildung 32 dargestellt. In diesem Beispiel wurden die Gestehungskosten für die Biomethaneinspeisung in Abhängigkeit des Anteils dieses Verwertungsweges am Gesamtgasproduktionsvolumen ermittelt.

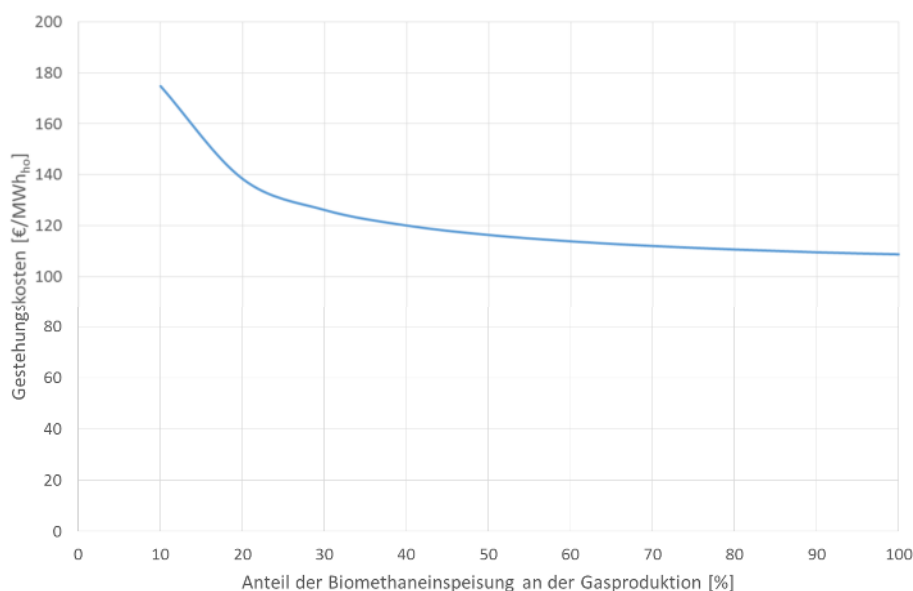


Abbildung 32: Gestehungskosten der Biomethaneinspeisung nach dezentraler Aufbereitung über eine Gasleitung einer steirischen Biogasanlage in Abhängigkeit des Anteils des eingespeisten Gases am Gesamtgasproduktionsvolumen

An dieser Stelle sei jedoch darauf hingewiesen, dass es in bestimmten Fällen günstiger sein kann, einen bestimmten Anteil der Gasproduktion einem alternativen Verwertungsweg zuzuführen. Beispielsweise etwa wenn durch einen geringeren Gasdurchsatz im jeweiligen Verwertungsweg eine geringere Leitungsdimension für eine Gasleitung gewählt werden kann, was wiederum die Investitionskosten verringern kann.

Des Weiteren muss auch noch angemerkt werden, dass sich die Ausführungen in oben genannten Beispielen auf die Kosten beschränken. Da jeder Verwertungsweg unterschiedliche Erlöse mit sich bringt, muss die abschließende wirtschaftliche Bewertung der Geschäftsmodelle auf Anlagenebene erfolgen.

4.1.4.2 *Gestehungskosten dezentrale Aufbereitung und Biomethaneinspeisung ins Erdgasnetz*

4.1.4.2.1 Biogasanlagen

Die durchschnittlichen Gestehungskosten der Biogasanlagen für die dezentrale Biomethanaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz betragen 114,3 €/MWh_{ho} bei Verwertung von 100% des Gasproduktionsvolumens für die Gaseinspeisung. Für die, in diesem Szenario, wirtschaftlich effizienteste Anlage liegen die Gestehungskosten bei 83,8 €/MWh_{ho}. Die Gestehungskosten der restlichen betrachteten Anlagen liegen über diesem Wert bis zu einem Maximum von 173,1 €/MWh_{ho}. Die besten 25% der Anlagen können zu durchschnittlichen Gestehungskosten von 92,2 €/MWh_{ho} ins Gasnetz liefern.

4.1.4.2.2 Kläranlagen

Einige Kläranlagen können kostengünstiger als Biogasanlagen einspeisen, die wirtschaftlich effizienteste Anlage in diesem Szenario kann mit Gestehungskosten von 69,9 €/MWh_{ho} Biomethan ins Gasnetz liefern. Die durchschnittlichen Gestehungskosten für diesen Verwertungsweg liegen allerdings wesentlich höher als bei Biogasanlagen, nämlich bei 148,2 €/MWh_{ho}. Die besten 25% der Kläranlagen können zu durchschnittlichen Gestehungskosten von 93,9 €/MWh_{ho} Biomethan produzieren und einspeisen. Die wirtschaftlich ineffizienteste Anlage in diesem Szenario hätte Gestehungskosten von 299,4 €/MWh_{ho}.

4.1.4.3 *Investitionskosten für die Biomethaneinspeisung*

Die durchschnittlichen Investitionskosten der Biogasanlagen bei Szenario 1 (=100% Gaseinspeisung) betragen ca. € 1.837.000, davon entfallen € 866.000 auf die Gasaufbereitung und € 971.000 für die Schaffung einer Infrastruktur für den Gastransport (Leitung oder mobile Transportcontainer).

Betrachtet man nur die besten (oder wirtschaftlich effizientesten) 25% in diesem Szenario, ergibt sich folgendes Bild:



Durchschnittliche Investitionskosten für Gasaufbereitung	1.063.000 [€]
Durchschnittliche Investitionskosten für Gastransport	1.623.000 [€]
Summe	2.686.000 [€]

Tabelle 23: Durchschnittliche Investitionskosten der besten 25% der Biogasanlagen für die Gasaufbereitung und -einspeisung

Die durchschnittlichen Investitionskosten für den Gastransport liegen hier höher, da dies allesamt Anlagen sind, wo die Gasleitung die günstigere Variante darstellt. Dies schlägt sich in höheren Investitionskosten nieder, jedoch in niedrigeren laufenden Kosten.

Für 84% der Anlagen wäre es günstiger eine Gasleitung zu bauen, während es für 16% der Anlagen günstiger wäre das Gas über mobile Transportcontainer zum Einspeisepunkt zu bringen. Jedoch ist der wirtschaftliche Unterschied dieser beiden Möglichkeiten bei einigen Anlagen nur sehr gering, d.h. hier sollten auch andere (nicht primär wirtschaftliche) Rahmenbedingungen für die Entscheidungsfindung herangezogen werden.

4.1.4.4 Dezentrale Wärmenutzung

Die Gestehungskosten der dezentralen Wärmenutzung liegen für Biogasanlagen überwiegend zwischen 118 und 180 €/MWh_{ho} bei Szenario 3 (= 100% dezentrale Wärmenutzung). Bei diesem Szenario wurde ein Anteil von 80% Haushaltskunden und 20% Industrie-/Gewerbekunden angenommen. Ein wesentlicher Unterschied bei diesen Kundenverteilungen betrifft die abgenommene Wärme. Gewerbe- bzw. Industriebetriebe benötigen mehr Wärme als ein Durchschnittshaushalt. Da dadurch für denselben Wärmeabsatz weniger Kunden angeschlossen werden müssen und die Investitionskosten für das Verteilnetz sinken ist es wirtschaftlich effizienter einen höheren Anteil an Industriekunden zu haben. Ein weiterer Vorteil von einem hohen Anteil an Industriekunden, der in dieser Betrachtung jedoch nicht berücksichtigt wurde, ist, dass diese ein ausgeglicheneres Jahreslastprofil haben, da üblicherweise auch im Sommer gewisse Wärmelasten benötigt werden.

Um den Einfluss der Kundenverteilung auf die Gestehungskosten zu untersuchen wurden exemplarisch die Gestehungskosten der dezentralen Wärmenutzung einer Biogasanlage in Abhängigkeit der Haushaltskunden ermittelt und in Abbildung 33 dargestellt. Den restlichen Anteil zu den Haushaltskunden stellen industrielle oder gewerbliche Abnehmer dar (z.B. 50% Haushaltskunden bedeutet umgekehrt auch 50% Industriekunden).

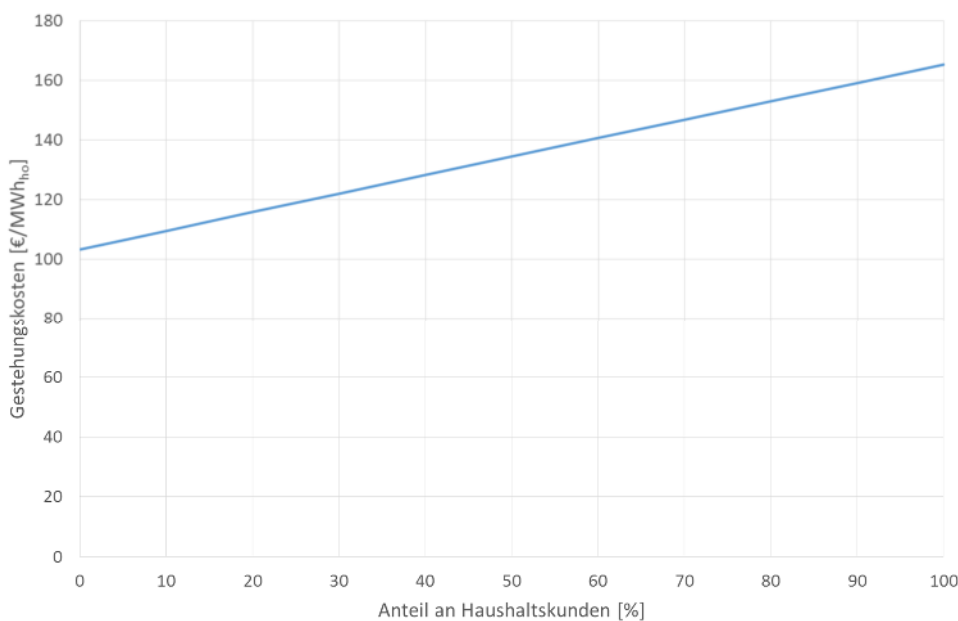


Abbildung 33: Gestehungskosten der dezentralen Wärmenutzung für eine steirische Biogasanlage in Abhängigkeit des Anteils an Haushaltskunden

4.1.4.5 Vergleich Gasleitung & mobiler Gastransport

Mehrere Faktoren haben Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Gastransports, wie etwa die Volllaststunden der Produktion, die Menge an produziertem Gas, die es zu transportieren gilt, die Zusammensetzung des Gases (Biogas/Klärgas/Biomethan) oder die Entfernung.

Abbildung 34 zeigt die Break-Even-Entfernung vom Transport von Biomethan mittels Gasleitung bzw. mobilen Gasspeichern. Im Bereich oberhalb der Kurven ist es kostengünstiger das Gas mit mobilen Speichern zu transportieren, für Bereiche unterhalb der Kurven ist eine Gasleitung wirtschaftlich besser darstellbar. Beispielsweise ist es für eine Biogasanlage mit 8.500 Volllaststunden mit einer Rohbiogasproduktion von 400 Nm³/h bis zu einer Entfernung von 15 km wirtschaftlich günstiger eine Gasleitung zu errichten. Bei größeren Entfernungen ist in diesem Fall dem mobilen Gastransport der Vorzug zu geben.

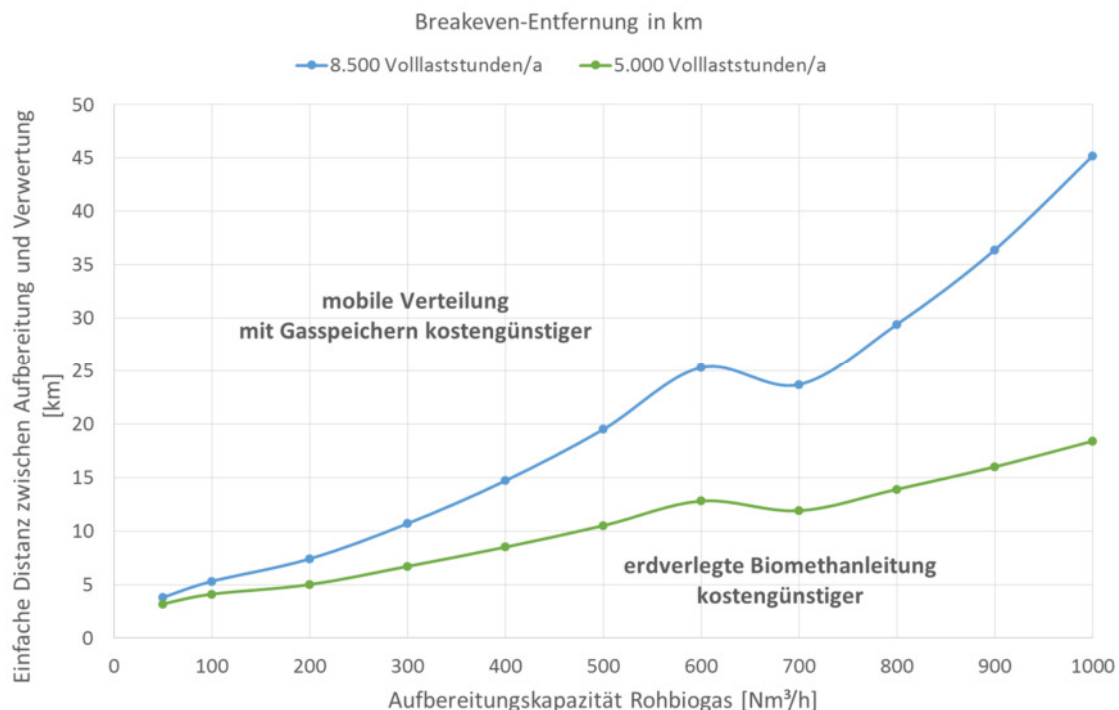


Abbildung 34: Break-Even-Entfernung vom Biomethan-Transport mittels Gasleitung bzw. mobilen Gasspeichern in Abhängigkeit der Aufbereitungskapazität Rohbiogas bei 8.500 bzw. 5.000 Volllaststunden/Jahr

Die beiden leichten Einknicke der Kurvenverläufe bei 100 bzw. 600 Nm³/h sind auf unterschiedliche spezifische Investitionskosten für die Gasleitung zurückzuführen, die nach Tabelle 9 berechnet wurden.

Beim Transport von Rohbiogas bzw. Klärgas verschieben sich die Kurvenverläufe zugunsten der Gasleitung, da in einem mobilen Gasspeicher eine geringere Menge Biogas als Biomethan transportiert werden kann (siehe Abschnitt 3.3.6.3).

4.1.4.6 Gestehungskosten CNG-Tankstelle

Die Gestehungskosten des Gasvertriebs über eine CNG-Tankstelle sinken mit steigendem Absatz, was auch in Abbildung 35 dargestellt ist.

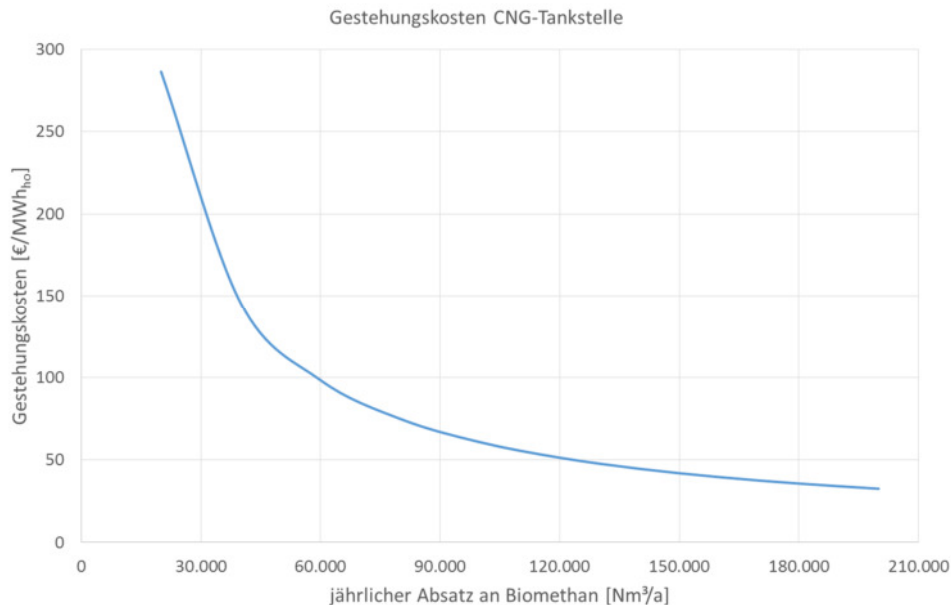


Abbildung 35: Gestehungskosten einer CNG-Tankstelle in Abhängigkeit des jährlichen Biomethan-Absatzes

Abbildung 36 zeigt die Gestehungskosten des Biomethan-Vertriebs über eine CNG-Tankstelle einer steirischen Biogasanlage. Wird nur ein kleiner Teil des Gesamtgasproduktionsvolumens, z.B. 2% (entspricht hier ca. 30.000 Nm³/a), an einer CNG-Tankstelle abgesetzt, erfolgt dies mit sehr hohen Gestehungskosten. Je mehr Gas an der CNG-Tankstelle abgesetzt wird umso geringer sind die spezifischen Gestehungskosten.

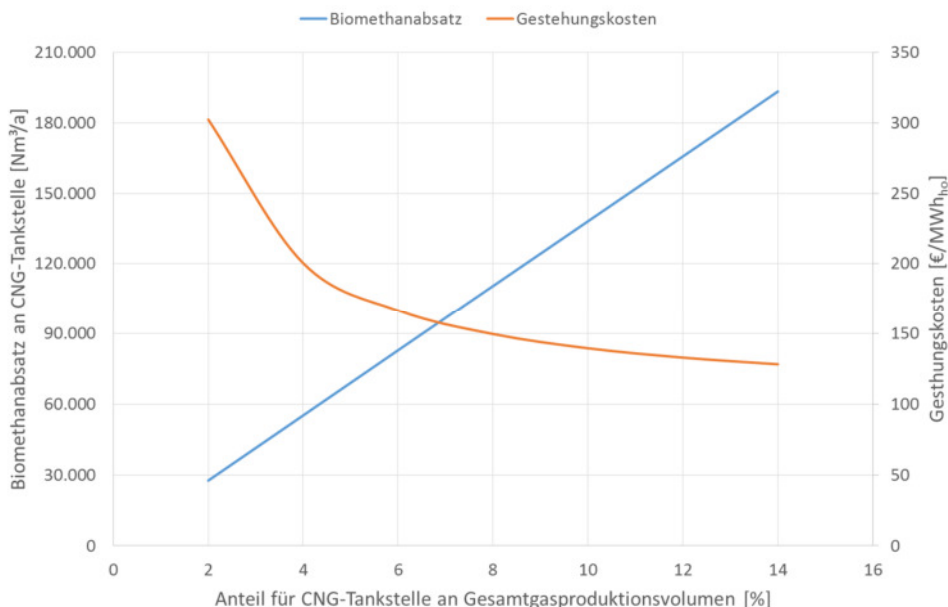


Abbildung 36: Gestehungskosten des Biomethan-Vertriebs einer Biogasanlage über eine CNG-Tankstelle in Abhängigkeit des Anteils des Absatzvolumens der Tankstelle am Gesamtgasproduktionsvolumen

4.1.4.7 Freies Potential der steirischen Kläranlagen

Im vorliegenden Bericht wurden ausschließlich steirische kommunale Kläranlagen betrachtet. Kläranlagen von Betrieben wurden auf Grund der geringeren Anzahl vernachlässigt und nicht untersucht.

30 steirische kommunale Kläranlagen verfügen über einen Faulturm mit angeschlossener Klärgasproduktion. Der Klärgasprozess bei kommunalen Kläranlagen dient bei allen Kläranlagen primär zur Stabilisierung des Klärschlammes und sekundär zur (teilweisen) Eigenenergieversorgung (elektrische Energie und Wärme) am Standort.

Die Verwertung des Klärgases erfolgt derzeit überwiegend mittels Blockheizkraftwerk (zum Teil sind auch Gasturbinen im Einsatz) zur Strom – und Wärmeerzeugung. Die entstehende elektrische Energie und thermische Energie wird zur teilweisen Abdeckung des Strombedarfs der Kläranlage, zur Beheizung des Faulturms bzw. zur Beheizung der angeschlossenen Büroräume genutzt. Teilweise erfolgt eine rein thermische Verwertung des Klärgases zu Heizzwecken.

7 steirische Kläranlagen betreiben die Kläranlage auch als Kofermentationsanlage bzw. verfügen über die behördliche Berechtigung zur Vergärung von anderen Rohstoffen als Klärschlamm. Aus der Erfahrung einer im Vorfeld bereits abgeschlossenen Machbarkeitsstudie besteht bei nahezu allen kommunalen Kläranlagen ein verfügbares Faulraumvolumen zur Kofermentation. Für den Ausbau der Kofermentation müssen allerdings Nachrüstungen auf der Kläranlage vorgenommen werden. Dazu zählen z.B. die Annahmestationen für flüssige bis pastöse biogene Abfälle, aber auch die Schulung des Personals hinsichtlich abfallrechtlicher Rahmenbedingungen müssen durchgeführt werden.

Die Menge der täglich anfallenden Klärgasmengen je untersuchter Kläranlage sind in folgender Abbildung dargestellt:

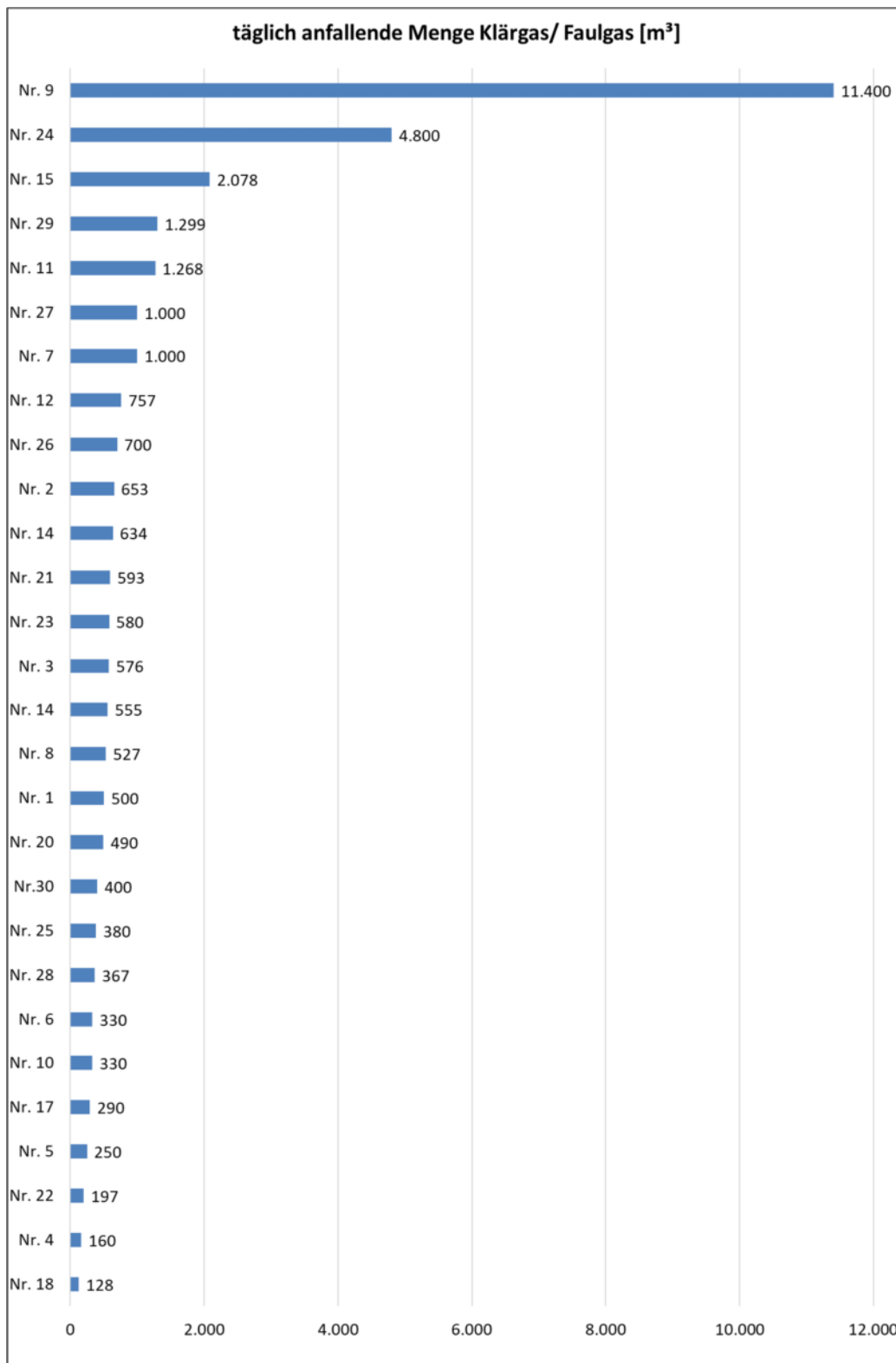


Abbildung 37: Täglich anfallende Klärgasmenge der untersuchten Kläranlagen



Wie aus Abbildung 37 ersichtlich ist nur eine sehr große Kläranlage mit einem Klärgasproduktionspotential von rund 11.400 m³ täglich vorhanden. Zwei weitere kommunale Kläranlagen verfügen auch über einen Faulurm, welche in der dargestellten Abbildung auf Grund fehlender Daten aber nicht dargestellt wurden.

Zum Vergleich: eine Biogasanlage mit einer elektrischen Engpassleistung von 500 kW produziert täglich rund 5.200 m³ Biogas.

4.1.5 Schlussfolgerung

Die Analyse der Rahmenbedingungen für die Biogasproduktion, der unterschiedlichen Geschäftsmodelle und der Ergebnisse dieser Untersuchungen lassen folgende Schlussfolgerungen zu:

- Die Biogasproduktion muss in Zukunft, noch mehr als in vergangenen Jahren, die gesamte Wertschöpfungskette in den Anlagenbetrieb miteinbeziehen. Dabei geht es einerseits um die der Biogasproduktion vorgelagerten Prozesse (alternative Substrate, Zwischenfrüchte für die Biogasproduktion, Abfälle und Reststoffe) und andererseits um die der Biogasproduktion nachgelagerten Prozesse, wie der Gärrestvermarktung bzw. dem Düngemittelverkauf.
- Die Anlagen müssen bei der Umstellung auf neue Geschäftsmodelle den Gesamtprozess neu bewerten, Optimierungspotentiale identifizieren und versuchen die wirtschaftliche Effizienz der Anlagen zu verbessern. Nur wirtschaftlich effizienten Anlagen wird es möglich sein neue Geschäftsmodelle langfristig zu implementieren und im Energiemarkt unter aktuellen Rahmenbedingungen zu bestehen. Leitfäden für einen Optimierungsprozess der Biogasproduktion bietet etwa der Kompost & Biogas Verband (<https://www.klimaaktiv.at/erneuerbare/biogas/Leit-den-f-r-neue-Biogasanlagen.html>) oder das BiGa-NET (<http://biga-net.at/index.php/f-e-dienstleistungen>).
- Geschäftsmodelle wie die Regelenergieproduktion oder die dezentrale Wärmenutzung von Rohgas können eine sinnvolle Ergänzung zu anderen Geschäftsmodellen (wie Biomethanproduktion) sein, isoliert betrachtet sind solche Modelle aber wirtschaftlich nicht bzw. nur schwer darstellbar. Im Verbund mit anderen Geschäftsmodellen können diese aber die wirtschaftliche Gesamteffizienz des Betriebes steigern.
- Die dezentrale Wärmenutzung als Geschäftsmodell *für einzelne Anlagen* (d.h. nicht im Verbund mit anderen) wird in der Praxis in dieser Form nur schwer umsetzbar sein, da eine einzelne Anlage nicht für die Ausfallsicherheit der Gasproduktion (und somit Wärmelieferung) garantieren kann. Für eine Redundanz müssten für diese Fälle andere Wärmebereitstellungssysteme oder die Einspeisung eines Ersatzgases (z.B. Erdgas verdünnt mit einem Inertgas) sorgen.
- Die Kosten für zukünftige alternative Geschäftsmodelle hängen vor allem von der Größe der Anlage und deren Standort (Entfernung zum Gasnetz bzw. zu anderen Anlagen in der Umgebung) ab. Je größer die Anlage umso günstiger werden die spezifischen Kosten infrastruktureller Investitionen, wie eine Gasaufbereitungsanlage oder der Bau von Infrastruktur zum Gastransport (Gasleitungen).
- Bei einer Umstellung auf alternative Geschäftsmodelle wie die Gasaufbereitung und Einspeisung sind die Anlagen mit hohen Investitionskosten konfrontiert. Abhängig von der Größe der Anlage und dem Standort können hier Kosten von mehreren hunderttausend bis mehreren Millionen Euro anfallen.
- Für mittlere und große Biogasanlagen finden sich wirtschaftlich darstellbare Szenarien auch bei der Betrachtung als Einzelanlagen, d.h. nicht im Regionsverbund. Für kleine Anlagen wird es schwieriger alleine am Energiemarkt zu bestehen. Für diese Anlagen muss versucht werden

Lösungen im Anlagenverbund zu suchen, wo sich mehrere Anlagen in einer Region zusammenschließen um hier von mit steigender Größe sinkenden spezifischen Kosten von Investitionen zu profitieren.

- Die, im Vergleich zu Biogasanlagen, geringe Gasproduktion der meisten steirischen Kläranlagen macht es, bei der Einzelbetrachtung, für diese Anlagen schwieriger, wirtschaftlich darstellbare Szenarien zu finden. Allerdings produzieren die Kläranlagen in der Regel zu günstigeren Gestehungskosten, d.h. wirtschaftlich darstellbare Modelle können hier bei Anlagen kleiner Größe eher gefunden werden als bei Biogasanlagen.
- Die meisten Kläranlagen können aufgrund ihrer Größe vermutlich v.a. im Verbund mehrerer Anlagen eine wichtige Rolle spielen. Einige größere Anlagen weisen jedoch eine Gasproduktion vergleichbar mit größeren Biogasanlagen auf. Anlagen dieser Größe sind nicht auf die Vernetzung mit anderen Anlagen angewiesen. Für Anlagen dieser Größe sind alternative Geschäftsmodelle wie die Gaseinspeisung bei den vorliegenden Gestehungskosten für die Gasproduktion auch als Einzelanlage hoch interessant.
- Die steirischen Biogasanlagen verfügen über ein potentiell Biomethan-Produktionsvolumen (d.h. wenn sich alle im Betrieb befindlichen Anlagen für eine Gasaufbereitung entscheiden würden) von über 31 Mio. m³ Biomethan pro Jahr. Das sind etwa 56% des Erdgas-Verbrauchs der steirischen Haushalte. Für diese Energie wendeten die steirischen Haushalte ungefähr 25,5 Mio. € auf²⁸. Gemeinsam mit den Kläranlagen könnten in der Steiermark jährlich knapp 39 Mio. m³ Biomethan produziert werden (entspricht etwa 68% des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte).
- Es ist zu erwarten, dass sich die Zusammensetzung der eingesetzten Substrate der NAWARO-Anlagen nach Ende der Ökostrom-Tariflaufzeit etwas verändert. Ein gesteigerter Einsatz von Rest- und Abfallstoffen, die nicht dem Abfallrecht unterliegen, scheint wahrscheinlich. Daraus werden sich aber kaum wirtschaftliche Vorteile generieren lassen, da diese Reststoffe üblicherweise einen erhöhten Bedarf an Vorbehandlung und ein geringeres Gasbildungspotential als die meisten landwirtschaftlichen Rohstoffe haben.

Das Industriegewissenschaftliche Institut hat im Rahmen des Projektes außerdem die regionalwirtschaftliche Bedeutung der Biogasproduktion in der Steiermark untersucht, im Folgenden werden die wichtigsten Schlussfolgerungen gezogen:

- **Energieproduktion**

Die steirischen Biogasanlagen produzieren Energie und Dienstleistungen im Wert von rund 24 Mio. € und bieten etwa 510 Arbeitsplätze (Vollzeitäquivalente). Sie speisten im Jahr 2015 Ökostrom in einem Umfang von 111 Gigawattstunden (GWh) ins Netz ein, etwas mehr als die Holz-basierte Ökostrom-Produktion in Heizkraftwerken im Vergleichszeitraum (109 GWh²⁹).

²⁸ Statistik Austria 2017. Energiestatistik: MZ Energiestatistik der Haushalte 2015/2016. Wien: Statistik Austria.

²⁹ Bittermann, W. 2017. Energiebilanz Steiermark 1988 bis 2015. Wien: Statistik Austria.

Von der Biogasbranche gehen sowohl durch ihre Produktion als auch durch ihre Investitionstätigkeit Impulse auf die gesamte Regionalwirtschaft aus. Die Herstellung von Energie und Dienstleistungen durch die steirischen Biogasanlagen löst in der gesamten Wirtschaft der Steiermark eine Produktion von insgesamt 61,4 Mio. € aus. Das bedeutet, dass in anderen, vorgelagerten Branchen 37,4 Mio. € Güter und Dienstleistungen produziert werden müssen, damit die Biogasbranche ihre Produktion von 24 Mio. € bereitstellen kann. Die gesamte in der steiermärkischen Regionalwirtschaft ausgelöste Wertschöpfung summiert sich auf 18,8 Mio. € und die gesamte Beschäftigung auf 570 Vollzeitäquivalente.

- **Investitionstätigkeit**

Die Bedeutung der Investitionstätigkeit wird getrennt von jener der Produktion betrachtet und hierfür ein eigenes Input-Output-Modell verwendet. Im Zeitraum 2002 bis 2014 hat die Biogasbranche insgesamt 75,4 Mio. € investiert. Der Großteil der Investitionstätigkeit erfolgte in den Jahren 2004 bis 2007. Danach pendelten sich die Investitionen zwischen etwa 1,2 und 2,4 Mio. € ein. Der Großteil der Investitionen, 57,8 Mio. € (78 %), wurde aus dem österreichischen Inland bezogen. Das meiste davon kommt der Regionalwirtschaft der Steiermark zu gute. In ähnlicher Weise wie die Herstellung von Energie und Dienstleistungen löst auch die Investitionstätigkeit der Biogasbranche in der gesamten Wirtschaft Produktion, Wertschöpfung und Beschäftigung aus. Im gesamten betrachteten Zeitraum 2002 bis 2014 lassen sich auf die Investitionen eine Produktion von 117,7 Mio. €, eine Wertschöpfung von 51,2 Mio. € und eine Beschäftigung von 630 Jahres-Vollzeitäquivalenten zurückführen.

- **Gesamtwirtschaftlich**

Die gesamtwirtschaftlichen Effekte der Produktion und der Investitionstätigkeit können nicht ohne Weiteres aufaddiert werden, da erstere für ein Jahr (2013) ermittelt wurden, letztere hingegen für einen längeren Zeitraum, in dem sie zudem schwankten. Bei einer kontinuierlichen Fortschreibung der Investitionstätigkeit der letzten Jahre gelangt man jedoch zu regionalwirtschaftlichen Effekten von jährlich etwa 65 Mio. € Produktion, 20,4 Mio. € Wertschöpfung und 590 Vollzeitäquivalenten Beschäftigung.

- **Regionalwirtschaftliche Auswirkungen künftiger Investitionen**

In Abschnitt 4.1.3.2 wird darauf hingewiesen, dass die Biogasanlagen bei Weiterbetrieb mit einem Nachfolgerarif erhebliche Ersatzinvestitionen durchführen müssen. Unter 4.1.4.3 werden die Investitionskosten analysiert, die für eine Umstellung auf Biomethan-Geschäftsmodelle erforderlich werden. Diese anstehenden Investitionen aus diesen beiden Faktoren bewirken auch regionalwirtschaftliche Effekte in der Steiermark. Das Industriewissenschaftliche Institut kommt so zum Schluss, dass Investitionen in der Höhe von einer Million Euro in Biogas in der Wirtschaft der Steiermark rund 1,50 Mio. € Produktion, rund 0,67 Mio. € Wertschöpfung und rund 8 Vollzeit-Arbeitsplätze nach sich ziehen.

4.2 Regionsanalysen

4.2.1 Übersicht

Zukünftige wirtschaftliche Geschäftsmodelle der Biogasproduktion umfassen oft die Notwendigkeit der Errichtung kostenintensiver Infrastruktur (Gasaufbereitung, Gasnetz, usw.). Vorstellbar ist, dass diese Infrastruktur nicht nur von einer Anlage allein genutzt wird, sondern von mehreren Anlagen kooperativ errichtet und betrieben werden kann. Dies könnte beispielsweise zu folgenden Vorteilen führen:

- Aufteilung der Investitionskosten und der laufenden Kosten auf mehrere Betreiber
- Economy of Scale: Sinkende Investitionskosten bei größeren Einheiten (siehe z.B. Abschnitt 3.3.5)
- Gewährleistung einer Ausfallssicherheit (etwa bei der dezentralen Wärmenutzung)
- Erschließung von Geschäftsmodellen für kleine landwirtschaftliche Biogasanlagen, für die es aufgrund ihrer Größe eigenständig nicht möglich ist unterschiedliche alternative Verwertungswege für das Biogas aufzubauen

Daher wurden für zukünftige wirtschaftliche Geschäftsmodelle der Biogasproduktion in der Steiermark die Anlagen nicht nur isoliert betrachtet, sondern auch im Zusammenspiel und in Kooperation mit anderen Biogas- und Kläranlagen. Dabei wurde evaluiert welche der zur Verfügung stehenden Szenarien (Abbildung 13) wirtschaftlich sinnvoll sind, welche Anlagen idealerweise kooperieren sollten und welche Szenarien am wirtschaftlich effizientesten für theoretisch mögliche Kooperation sind. U.a. sollen dadurch auch folgende Fragen beantwortet werden:

- Was ist die theoretisch beste Zusammenstellung eines Anlagenverbundes in einer definierten Region und welches Szenario ist für diesen Verbund das wirtschaftlich effizienteste?
- Was ist das wirtschaftlich effizienteste Szenario für andere Varianten und Anlagenkooperation in dieser definierten Region?
- Wie ist die Anlagenkooperation zu bewerten im Vergleich zu den Möglichkeiten der Anlagen in isolierten (d.h. Einzelanlagen) Geschäftsmodellen

Die untersuchten Biogas- und Kläranlagen wurden nach ihrer örtlichen Verteilung in verschiedene Regionen unterteilt.

Für jede Region werden mehrere Szenarien (siehe Abschnitt 4.2.3) untersucht. Diese Szenarien werden jeweils für unterschiedliche Varianten der Region betrachtet. Dabei werden die Anlagen als Einzelanlagen alleine und in wechselnder Zusammenstellung in Regionen betrachtet. Das heißt, die Varianten umfassen Anlagenbetrachtungen auf Einzelbasis (eine Anlage) bis hin zur Regionsbetrachtung mit allen Anlagen in dieser definierten Region. Dazwischen liegen Varianten mit 2, 3, 4 oder mehr an betrachteten Anlagen.

4.2.2 Zusammenfassung

Im Folgenden werden einige wesentliche Punkte der Regionsauswertungen vorweg zusammengefasst:

- Prinzipiell können sich über 90% der betrachteten Anlagen in sinnvollen Konfigurationen bzw. Anlagenverbänden zusammenschließen, nur einige wenige Anlagen sind zu klein oder zu weit von anderen Anlagen entfernt um sinnvoll eingebunden werden zu können
- Der wirtschaftlich effizienteste Verbund von Anlagen kann Biomethan zu Gesteungskosten von etwa 83 €/MWh_{ho} ins Gasnetz einspeisen. Für eine Biogasanlage in diesem konkreten Verbund wäre die Gasaufbereitung und Einspeisung als Einzelanlage (d.h. ohne Kooperation mit anderen Anlagen) hingegen nur zu Gesteungskosten von 134 €/MWh_{ho} möglich. An diesem Beispiel zeigt sich der mögliche wirtschaftliche Vorteil einer Kooperation bzw. eines Zusammenschlusses von Anlagen sehr deutlich.
- Durch diese Synergieeffekte erhöhen sich auch die potentiellen Biomethanmengen. Betrachtet man alle einzelnen Biogasanlagen, die bis zu Gesteungskosten von 100 €/MWh_{ho} ins Gasnetz liefern können, ergeben sich hier potentielle Biomethan-Produktionsmengen von knapp 11 Mio. m³ Biomethan. Werden hingegen Regionsverbände betrachtet, die bis zu Gesteungskosten von 100 €/MWh_{ho} ins Gasnetz liefern können, ergibt sich ein potentielles Produktionsvolumen von über 18 Mio. m³ Biomethan pro Jahr. Das entspricht etwa einem Drittel des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte.²⁸
- Die wirtschaftlich effizientesten Kombinationen der jeweiligen Regionen können zu Gesteungskosten von durchschnittlich 96 €/MWh_{ho} Biomethan ins Gasnetz liefern.
- Bei den effizientesten Varianten der einzelnen Regionen schließen sich durchschnittlich 3,1 Anlagen in Verbänden zusammen. Wobei in der regionalen Verteilung der durchschnittlichen Verbundgrößen große Unterschiede festzustellen sind: Während in der südöstlichen Steiermark größere Verbände wirtschaftlich sind, liegen in der restlichen Steiermark die wirtschaftlich effizientesten Zusammenschlüsse in kleinen Verbänden von 2-3 Anlagen.
- Der größte wirtschaftlich effiziente Anlagenverbund ist in der südöstlichen Steiermark ein Zusammenschluss von 8 Biogasanlagen, die zu Gesteungskosten von 85 €/MWh_{ho} Biomethan ins Gasnetz liefern könnten. Die Anlagen würden über ein Leitungsnetz mit einer Gesamtlänge von ca. 55 km zusammengeschlossen werden, die Aufbereitungsanlage könnte bei einer Biogasanlage 400 Meter von einem möglichen Gaseinspeisepunkt entfernt errichtet werden. Dieser Verbund könnte jährlich knapp 10 Mio. m³ Biomethan produzieren (= ca. 18% des Erdgasverbrauchs der steirischen Haushalte²⁸).

4.2.3 Untersuchte Szenarien

Für jede Region wurden folgende Szenarien untersucht:

4.2.3.1 Szenario 1

Gaseinspeisung	100 %
CNG-Tankstelle	nein
Dezentrale Wärmenutzung	0 %
<i>Anteil Haushaltskunden</i>	0 %
<i>Anteil Industriekunden</i>	0 %

Tabelle 24: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 1

Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas aufbereitet und in das nächstgelegene Erdgasnetz eingespeist. Verglichen werden die Möglichkeiten der zentralen und dezentralen Aufbereitung sowie die unterschiedlichen Möglichkeiten des Gastransports (mobil/Gasleitung).

4.2.3.2 Szenario 2

Gaseinspeisung	100 %
CNG-Tankstelle	ja
Dezentrale Wärmenutzung	0 %
<i>Anteil Haushaltskunden</i>	0 %
<i>Anteil Industriekunden</i>	0 %

Tabelle 25: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 2

Bei diesem Szenario wird eine CNG-Tankstelle mit einer wirtschaftlich sinnvollen Größe errichtet (= 340.000 m³/a), der Rest des verfügbaren, aufbereiteten Biomethans wird in das Gasnetz eingespeist.

4.2.3.3 Szenario 3

Gaseinspeisung	0 %
CNG-Tankstelle	nein
Dezentrale Wärmenutzung	100 %
<i>Anteil Haushaltskunden</i>	80 %
<i>Anteil Industriekunden</i>	20 %

Tabelle 26: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 3

Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas für die dezentrale Wärmebereitstellung genutzt. Dabei wird eine Kundenverteilung von 80% Haushaltskunden und 20% Industriekunden unterstellt.



4.2.3.4 Szenario 4

Gaseinspeisung	0 %
CNG-Tankstelle	nein
Dezentrale Wärmenutzung	100 %
<i>Anteil Haushaltskunden</i>	20 %
<i>Anteil Industriekunden</i>	80 %

Tabelle 27: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 4

Bei diesem Szenario wird das gesamte produzierte Gas für die dezentrale Wärmebereitstellung genutzt. Dabei wird eine Kundenverteilung von 20% Haushaltskunden und 80% Industriekunden unterstellt.

4.2.3.5 Szenario 5

Gaseinspeisung	50 %
CNG-Tankstelle	nein
Dezentrale Wärmenutzung	50 %
<i>Anteil Haushaltskunden</i>	50 %
<i>Anteil Industriekunden</i>	50 %

Tabelle 28: Rahmenbedingungen Analysen Regionalebene - Szenario 5

Bei diesem Szenario werden 50% des produzierten Gases aufbereitet und in das nächstgelegene Erdgasnetz eingespeist. Das restliche Gas wird für die dezentrale Wärmebereitstellung genutzt. Dabei wird eine Kundenverteilung von 50% Haushaltskunden und 50% Industriekunden zugrunde gelegt.

4.2.4 Auswertung der einzelnen Regionen

Im folgenden Abschnitt (4.2.4.1) werden die besten Varianten der einzelnen betrachteten Regionen zusammengefasst, dabei werden die Gestehungskosten von Biomethan am Einspeisepunkt beim Erdgasnetz und an einer CNG-Tankstelle betrachtet. Außerdem wird das potentielle Produktionsvolumen von Biomethan der jeweiligen Region angeführt.

In den darauf folgenden Abschnitten (4.2.4.2 - 4.2.4.14) werden die Regionen angeführt, die Anlagen in der Region aufgelistet und mehrere Varianten bzw. Anlagenkonfigurationen angeführt, die in der jeweiligen Region am wirtschaftlich besten Biomethan produzieren können.

Die Detaillerggebnisse der Auswertungen der einzelnen Regionen sind im internen Bericht angeführt, der den Auftraggebern der Studie vorliegt.



4.2.4.1 Zusammenfassung

In folgender Tabelle werden die besten Varianten der einzelnen Regionen (I-XIII) zusammengefasst. In den folgenden Kapiteln sind noch weitere Details und zusätzliche Varianten angeführt, welche zwar nicht zum niedrigsten Preis führen, aber dennoch interessant sein können (höhere Biomethanproduktion, Aufrechterhaltung des Betriebs mehrerer Anlagen, usw.).

Grundsätzlich sind diese Ergebnisse vor dem Hintergrund zu betrachten, dass wie beschrieben für alle Anlagen dieselben Annahmen getroffen wurden (Ersatzinvestitionen, Substratpreis, usw.). Dies ist einerseits sinnvoll, weil damit alle Regionen vergleichbar werden und dennoch Unterschiede in den Anlagen berücksichtigt werden. Andererseits können diese Ergebnisse im Detail aufgrund anlagenspezifischer Details abweichen, daher sind weitere Analysen in den Regionen und Gespräche mit allen Beteiligten erforderlich, bevor weitere Schritte gesetzt werden.

Region I	
Variante 2	
2 Biogasanlagen	
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	140 €/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	145 €/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	400.000 m ³

Region II	
Variante 2	
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage	
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	105 €/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125 €/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.000.000 m ³

Region III	
Variante 2 / 4	
2 Biogasanlagen, 1 Kläranlage	
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95 €/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115 €/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.900.000 m ³



Region IV		
Variante 7		
1 Biogasanlage, 2 Kläranlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	120	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	500.000	m ³

Region V		
Variante 12		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	85	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	105	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	3.000.000	m ³

Region VI		
Variante 5		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	105	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	2.200.000	m ³

Region VII		
Variante 9		
2 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	110	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	2.000.000	m ³



Region VIII		
Variante 10		
3 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	90	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	105	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	4.200.000	m ³

Region IX		
Variante 6		
3 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.800.000	m ³

Region X		
Variante 3		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.100.000	m ³

Region XI		
Variante 9		
2 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	2.700.000	m ³



Region XII		
Variante 7		
6 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	8.000.000	m ³

Region XIII		
Variante 2		
4 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	4.300.000	m ³

Tabelle 29: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Regionen I-XIII

4.2.4.2 *Region I*

In dieser Region befinden sich 3 Biogasanlagen und 5 Kläranlagen.

Im Folgenden werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, dargestellt. Die Auswertung dieser Varianten liegt den Auftraggebern der Studie vor, hier werden aber die wichtigsten Schlussfolgerungen zusammengefasst:

Variante 2		
2 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	140	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	145	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	400.000	m ³
Variante 12		
2 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	145	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	150	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	450.000	m ³



Variante 13		
3 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	150	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	155	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	480.000	m ³

Tabelle 30: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region I

4.2.4.3 *Region II*

In dieser Region befinden sich 1 Biogasanlage und 4 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 2		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	105	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.000.000	m ³
Variante 5		
1 Biogasanlage, 4 Kläranlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	110	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	130	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.400.000	m ³

Tabelle 31: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region II

4.2.4.4 Region III

In dieser Region befinden sich 2 Biogasanlagen und 3 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 2		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.100.000	m ³
Variante 4		
2 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.900.000	m ³

Tabelle 32: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region III

4.2.4.5 Region IV

In dieser Region befinden sich 1 Biogasanlage und 5 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 7		
1 Biogasanlage, 2 Kläranlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	120	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	500.000	m ³
Variante 10		
1 Biogasanlage, 2 Kläranlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	105	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	130	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	500.000	m ³

Tabelle 33: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region IV



4.2.4.6 Region V

In dieser Region befinden sich 5 Biogasanlagen und 4 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 12		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	85	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	105	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	3.000.000	m ³
Variante 5		
2 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	110	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	950.000	m ³
Variante 7		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	115	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	135	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	600.000	m ³

Tabelle 34: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region V



4.2.4.7 *Region VI*

In dieser Region befinden sich 3 Biogasanlagen und 2 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 5		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	105	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	2.200.000	m ³

Tabelle 35: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region VI

4.2.4.8 *Region VII*

In dieser Region befinden sich 7 Biogasanlagen und 1 Kläranlage.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 9		
2 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	110	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	2.000.000	m ³

Tabelle 36: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region VII

4.2.4.9 Region VIII

In dieser Region befinden sich 3 Biogasanlagen und 1 Kläranlage.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 10		
3 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	90	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	105	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	4.200.000	m ³

Tabelle 37: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region VIII

4.2.4.10 Region IX

In dieser Region befinden sich 3 Biogasanlagen und 2 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 6		
3 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.800.000	m ³

Tabelle 38: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region IX



4.2.4.11 Region X

In dieser Region befinden sich 4 Biogasanlagen und 1 Kläranlage.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 3		
1 Biogasanlage, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	1.100.000	m ³

Tabelle 39: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region X

4.2.4.12 Region XI

In dieser Region befinden sich 2 Biogasanlagen und 2 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 9		
2 Biogasanlagen, 1 Kläranlage		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	100	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	2.700.000	m ³
Variante 8		
2 Biogasanlagen, 2 Kläranlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	110	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	125	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	2.100.000	m ³

Tabelle 40: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region XI



4.2.4.13 Region XII

In dieser Region befinden sich 7 Biogasanlagen und 2 Kläranlagen.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 7		
6 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	8.000.000	m ³

Tabelle 41: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region XII

4.2.4.14 Region XIII

In dieser Region befinden sich 9 Biogasanlagen und 1 Kläranlage.

In folgender Tabelle werden die bevorzugten Varianten, d.h. Kombinationen von Anlagen in dieser Region, zusammenfassend dargestellt.

Variante 2		
4 Biogasanlagen		
Gestehungskosten am Einspeisepunkt	95	€/MWh _{ho}
Gestehungskosten an der Tankstelle	115	€/MWh _{ho}
Biomethan-Produktionsvolumen	4.300.000	m ³

Tabelle 42: Zusammenfassung der bevorzugten Varianten der Region XIII



Arbeitsgemeinschaft BiGa-NET – die Anlaufstelle für Biogas & Co

Abwicklung durch: Güssing Energy Technologies GmbH

Gebündelte Kompetenz der Partner:

