



# Energiesysteme der Zukunft

eine Initiative des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie (BMVIT)

Endbericht

August 2009

Weiterentwicklung der landwirtschaftlichen  
Biogaserzeugung in Vorarlberg  
mit Einspeisung ins Gasnetz

Projektnummer 814228

Auftragnehmer:  
Büro für Naturbewirtschaftung und ländliche  
Entwicklung (NLE)

4. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft

Ausschreibung	4. Ausschreibung der Programmlinie Energiesysteme der Zukunft
Projektstart	01. März 2008
Projektende	30. Juni 2009
Projektdauer	16 Monate
Gesamtbudget	€ 60 000.-
BMVIT-Finanzierung	€ 30 000.-
Auftragnehmer (Institution)	Büro für Naturbewirtschaftung und ländliche Entwicklung (NLE)
Ansprechpartner	DI Dr. Richard Dietrich
Adresse	Lerchenauerstraße 45, 6923 Lauterach
Telefon	05574 63929
E-Mail	office@nle.at
Website	www.nle.at
Kooperationspartner:	DI Andreas Weratschnig, LK Vorarlberg; Mag. Matyas Scheibler; TB für Umwelt- und optimiertes Bioressourcenmanagement, Dr. Michael Eder, BOKU Wien

Projekt 814228

**Weiterentwicklung der landwirtschaftlichen Biogaserzeugung in Vorarlberg mit  
Einspeisung ins Gasnetz (812764)**

Vorarlberg weist ein technisches Substratpotential von 603 000 t/a für die Biogasgewinnung auf. Bei voller Ausnutzung lässt sich die landwirtschaftliche Biogasproduktion in Vorarlberg von 7,3 auf 25 Mio. m<sup>3</sup> Biogas pro Jahr steigern. Dabei spielt die Gülleverwertung eine entscheidende Rolle, gefolgt von Gras- und Maissilage. Die Landwirtschaft könnte dann zum gesamten Biogaspotential (inkl. Bioabfall und Klärschlammvergasung) von 200 GWh etwa 70 % beitragen. Die Weiterentwicklung der Biogasnutzung über die zentrale Verstromung mit umfassender Abwärmenutzung (zB in Biomassefernwärmenetzen), oder die Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz bietet sich an. Diese neuen Nutzungsformen, mit höherem energetischen Gesamtnutzungsgrad, wären auch durch die Zusammenführung einzelner Biogasanlagen über Rohgasleitungen wirtschaftlich machbar.

DI DR. RICHARD DIETRICH  
NLE  
LERCHENAUERSTRASSE 45  
6923 LAUTERACH

Lauterach, im August 2009

Kofinanziert vom Amt der Vorarlberger Landesregierung  
mit Unterstützung der Vorarlberger Erdgasgesellschaft (VEG)

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>KURZFASSUNG .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>ABSTRACT .....</b>	<b>4</b>
<b>3</b>	<b>PROJEKTABRISS .....</b>	<b>5</b>
<b>4</b>	<b>SUMMARY .....</b>	<b>12</b>
<b>5</b>	<b>EINLEITUNG .....</b>	<b>18</b>
<b>6</b>	<b>SUBSTRATPOTENTIAL IN VORARLBERG .....</b>	<b>20</b>
6.1	ÜBERSICHT UND DEFINITION .....	20
6.2	WIRTSCHAFTSDÜNGER .....	20
6.2.1	<i>Grundlagen</i> .....	20
6.2.2	<i>Mengenabschätzung</i> .....	22
6.2.3	<i>Verhältnis genutzt/ungenutzte Wirtschaftsdünger</i> .....	25
6.3	POTENTIALABSCHÄTZUNG VON LANDWIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEFLÄCHEN .....	26
6.4	BIOGENE RESTSTOFFE .....	29
6.4.1	<i>Allgemeine Situation</i> .....	29
6.4.2	<i>Potentielle Anfallsmenge</i> .....	30
<b>7</b>	<b>BIOGASPOTENTIAL VORARLBERG .....</b>	<b>34</b>
7.1	LANDWIRTSCHAFTLICHES POTENTIAL .....	34
7.2	SONSTIGE BIOGASANLAGEN .....	36
7.3	BIOGASPOTENTIAL IN DEN REGIONEN .....	38
7.4	REGIONEN MIT HOHEM POTENTIAL .....	39
<b>8</b>	<b>GÜLLELOGISTIK .....</b>	<b>44</b>
<b>9</b>	<b>NUTZUNGSPFADE FÜR BIOGAS .....</b>	<b>46</b>
9.1	AUSGANGSSITUATION .....	46
9.2	ROHGASLEITUNGEN .....	47
9.3	ZENTRALE VERSTROMUNG MIT WÄRMENUTZUNG .....	48
9.3.1	<i>Fallbeispiel Dornbirn</i> .....	48
9.4	BIOGASEINSPEISUNG INS ERDGASNETZ .....	52
9.4.1	<i>Allgemeines</i> .....	52
9.4.2	<i>Biogasaufbereitung</i> .....	53
9.4.3	<i>Fallbeispiel Rankweil-Feldkirch</i> .....	54

---

9.5	BIOGAS ALS TREIBSTOFF.....	55
<b>10</b>	<b>BEWERTUNG DER NUTZUNGSPFADE .....</b>	<b>57</b>
10.1	WIRTSCHAFTLICHKEIT .....	57
10.1.1	<i>Zentrale Verstromung mit Wärmenutzung in Dornbirn.....</i>	<i>57</i>
10.1.2	<i>Zentrale Aufbereitung von Biogas in Rankweil-Feldkirch.....</i>	<i>59</i>
10.1.3	<i>Resümee Wirtschaftlichkeit .....</i>	<i>61</i>
10.2	ENERGIEEFFIZIENZ UND CO <sub>2</sub> -EINSPARUNG .....	61
10.3	UMSETZBARKEIT UND VERLÄSSLICHE ENERGIEABNAHME.....	63
<b>11</b>	<b>ABSCHLUSSWORKSHOP.....</b>	<b>64</b>
<b>12</b>	<b>EMPFEHLUNGEN .....</b>	<b>66</b>
<b>13</b>	<b>DIE NÄCHSTEN SCHRITTE.....</b>	<b>68</b>
<b>14</b>	<b>LITERATURQUELLEN .....</b>	<b>70</b>
<b>15</b>	<b>VERZEICHNISSE.....</b>	<b>75</b>
15.1	ABBILDUNGSVERZEICHNIS .....	75
15.2	TABELLENVERZEICHNIS .....	75

## 1 Kurzfassung

Die weitere Erzeugung von Biogas in der Landwirtschaft befindet sich in Vorarlberg an einem kritischen Punkt. Im Jahre 2006 wurden ca. 120 000 t/a an Gärrohstoffen in den Anlagen eingesetzt. Zukunftsszenarien für die Zeit nach Ablauf der befristeten Verträge für die Ökostromeinspeisung oder den vorzeitigen Ausfall der Verstromungsaggregate (mit zu geringer Restlaufzeit) fehlen.

Die Forcierung des Betriebszweiges Biogaserzeugung steht in der Landwirtschaft teilweise (Energieflächen) in Konkurrenz zur Lebensmittel- und Futterproduktion und erfordert daher eine überlegte Herangehensweise, speziell in Vorarlberg, wo landwirtschaftliche Flächen schon sehr knapp sind.

Die vorliegende Studie beschreibt die technischen Substratpotentiale in Vorarlberg und zeigt die möglichen Pfade für die Weiterentwicklung der Erzeugung und Nutzung von Biogas auf. Zukünftig sind sowohl Produktion als auch die Gasverwertung intensiver zu planen, weil voraussichtlich mehrere Landwirte beteiligt sind und andererseits eine Verstromung des Biogases allein für die Umsetzung nicht mehr ausreichen wird.

Das technische Substratpotential beläuft sich auf ungefähr 600 000 t/a. Mengenmäßig spielen Gülle, Gras- und Maissilage die wichtigste Rolle. Der Anteil der Cosubstrate liegt bei 3,8 %. Betrachtet man den Gasertrag der Substrate, so reduziert sich der Beitrag der Gülle von 86 auf etwa 50 %. Umgekehrt steigen die anteiligen Gaserträge von Gras- und Maissilage auf 40 %. Cosubstrate sind insgesamt bereits gut erfasst. Eine bessere Erfassung von Rasen- und Grünschnitt erscheint noch möglich.

Das Bio- und Klärgaspotential in Vorarlberg beträgt 33,6 Mio. Nm<sup>3</sup> pro Jahr in Vorarlberg. Der größte Anteil davon ergibt sich aus der Steigerung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen von derzeit 7,3 auf 25 Mio. Nm<sup>3</sup> pro Jahr. Der daraus ermittelte potentielle Energieertrag für Vorarlberg beträgt 200 GWh pro Jahr. Bezogen auf den Erdgasverbrauch in Vorarlberg von 2 300 GWh/a (Kopf 2009) könnte Biogas einen Anteil von 8,7 % des Verbrauchs abdecken.

Rohgasleitungen sind ein wirkungsvolles Instrument um einzelne dezentrale Biogasanlagen zusammenzuschließen und die Biogasverstromung an Orte mit Wärmebedarf heranzuführen. Biomasseheizwerke sind hierfür strategisch wichtige Partner. Die Erdgaswirtschaft ist interessiert, aufbereitetes Biomethan als erneuerbaren Energieträger anzubieten und so neue Märkte und Förderungstöpfe zu erschließen. Kritische Größenordnungen für die technisch umsetzbare Aufbereitung können durch den Zusammenschluss einzelner Anlagen mittels Rohgasleitungen bewerkstelligt werden.

## 2 Abstract

Further development of biogas production in the province of Vorarlberg is at a critical point. In the year 2006 an amount of 120 000 tons of different input substrates were used in 27 plants. Strategic scenarios for the feasibility of existing biogas plants, after ending of the current green electricity contracts, do not exist.

The enhancement of biogas production in agriculture is partly seen in competition with food or fodder production because of its additional claim for agricultural land. Therefore a well prepared strategy, especially in Vorarlberg with limited agricultural land, is needed.

The study examines the technically available substrate amounts in Vorarlberg and describes possible pathways for the further development of biogas production and its use. In the future projects for the production as well as the use of biogas need a distinctive planning phase as more farmers are involved and the optimisation of the use of waste heat is urgently needed.

The technically available amount of substrates in Vorarlberg is about 600 000 tons per year. The mayor part is liquid manure, grass- and maize silage. The percentage of non-agricultural residues is 3.8 %. The part of liquid manure is reduced from 86 to 50 % when the gas production is counted. Grass and maize silage contribute with 40 % gas production. Other organic residues from communities, households and industry are quite well known and already delivered to existing biogas plants. Only lawn or grass cutting could be better collected.

33.6 Mio Nm<sup>3</sup> per year of biogas could be produced by fermenting the technically available amount of substrates. The highest rise comes from agricultural biogas plants from 7.3 to 25 Mio Nm<sup>3</sup> per year. The biogas potential measures 200 GWh per year. Compared to the overall use of natural gas in Vorarlberg of 2 300 GWh per year (Kopf 2009) biogas could contribute up to 8.7 % of the current demand.

Pipes for the transport of raw biogas at short distance constitute an effective tool to connect smaller single biogas plants and produce electricity and waste heat at the point of demand. Biomass heating plants are strategically important partners for the waste heat, as they have to provide heat even throughout the summer.

The natural gas company is interested to offer purified biogas over the natural gas grid to the environmental sensitive consumer as a renewable energy source. This would mean the opening of a new market.

### 3 Projektabriss

#### Ausgangssituation und Motivation

Die weitere Erzeugung von Biogas in der Landwirtschaft befindet sich in Vorarlberg an einem kritischen Punkt. Im Jahre 2006 wurden ca. 120 000 t/a an Gärrohstoffen in den 27 Anlagen eingesetzt. Zukunftsszenarien für die Zeit nach Ablauf der befristeten Verträge für die Ökostromeinspeisung oder den vorzeitigen Ausfall der Verstromungsaggregate (mit zu geringer Restlaufzeit) fehlen.

Die Forcierung des Betriebszweiges Biogaserzeugung steht in der Landwirtschaft in Konkurrenz zur Lebensmittel- und Futterproduktion und erfordert daher eine überlegte Herangehensweise, speziell in Vorarlberg, wo landwirtschaftliche Flächen schon sehr knapp sind.

#### Inhalte und Ziele

Die vorliegende Studie beschreibt die technischen Substratpotentiale in Vorarlberg und zeigt die möglichen Pfade für die Weiterentwicklung der Erzeugung und Nutzung von Biogas auf. Zukünftig sind sowohl Produktion als auch die Gasverwertung intensiver zu planen, weil voraussichtlich mehrere Landwirte beteiligt sind und andererseits eine Verstromung des Biogases allein nicht mehr ausreichen wird.

Die Zielsetzungen waren:

- Evaluierung der bestehenden Biogasanlagen hinsichtlich deren geographischer Verteilung, Substrateinzugsgebiete und Erweiterungs- bzw. Kombinationsmöglichkeiten
- Erhebungen zu den potentiellen Substratmengen nach Menge, Qualität und geographischer Verteilung aus Landwirtschaft, öffentlichen Einrichtungen und allen anderen Wirtschaftsbereichen
- Entwicklung von regionalen Szenarios für die verstärkte Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen von Acker- und Grünlandflächen
- Abklärung der Rahmenbedingungen und Voraussetzungen für die Einspeisung ins Gasnetz
- Ausformulierung von umsetzbaren Szenarien für die Weiterentwicklung der Biogas-Erzeugungsstrukturen
- Darstellung und Evaluierung der derzeitigen Logistik und Überlegungen zur Verbesserung der Beschaffungs- und Entsorgungslogistik

- Darstellung der technische und wirtschaftlichen Machbarkeit verschiedener Szenarien
- Aufzeigen der nächsten konkreten Entwicklungsschritte

### **Methodische Vorgehensweise**

Ausgehend von der vorhandenen Literatur, statistischen Daten und einschlägigen Jahresberichten wurden die technisch nutzbaren Substratpotentiale abgeschätzt. Ergänzt wurden diese Arbeiten durch diverse Einzelgespräche mit großen Biogaserzeugern, zuständigen Personen in den Ämtern und Umweltverbänden. In der Lebensmittelindustrie, mit ihrer Vielfalt an anfallenden Reststoffen, wurden ebenfalls telefonische Befragungen durchgeführt, um das Bild zu vervollständigen.

Eigenständige Berechnungen auf Basis vorliegender Agrardaten lieferten ein detailliertes Bild des Vorarlberger Viehbestandes und dessen regionaler Verteilung. Diese Informationen wie auch die Daten der landwirtschaftlichen Flächen wurden regional zugeordnet und somit hinsichtlich der technischen Verfügbarkeit weiter konkretisiert.

Zur weiteren Untersuchung der möglichen zukünftigen Biogasnutzungen wurden zwei Regionen mit bestehenden Biogasanlagen ausgewählt und diese modellhaft über Rohgasleitungen verbunden. Die nachfolgende Verwertung des Biogases basiert auf realitätsnahen Annahmen für diese Regionen.

### **Ergebnisse**

Erstmals konnten für Vorarlberg konkrete Zahlen für das technische Substratpotential für die Biogaserzeugung ermittelt werden. Als landwirtschaftliches Grünlandgebiet mit relativ wenig Ackerfläche dominiert daher eindeutig die Gülle als Biogassubstrat. Die ermittelten technisch nutzbaren Mengen wurden ausgehend vom theoretischen Viehbestand durch die Einschränkung auf Betriebe > 20 GVE, eine regionale Zuordnung, den Abzug des Alpungsanteiles sowie eines Energieflächenabzuges mit 520 000 m<sup>3</sup> Gülle/Jahr, das sind ca. 45 % der Ausgangsgröße reduziert.

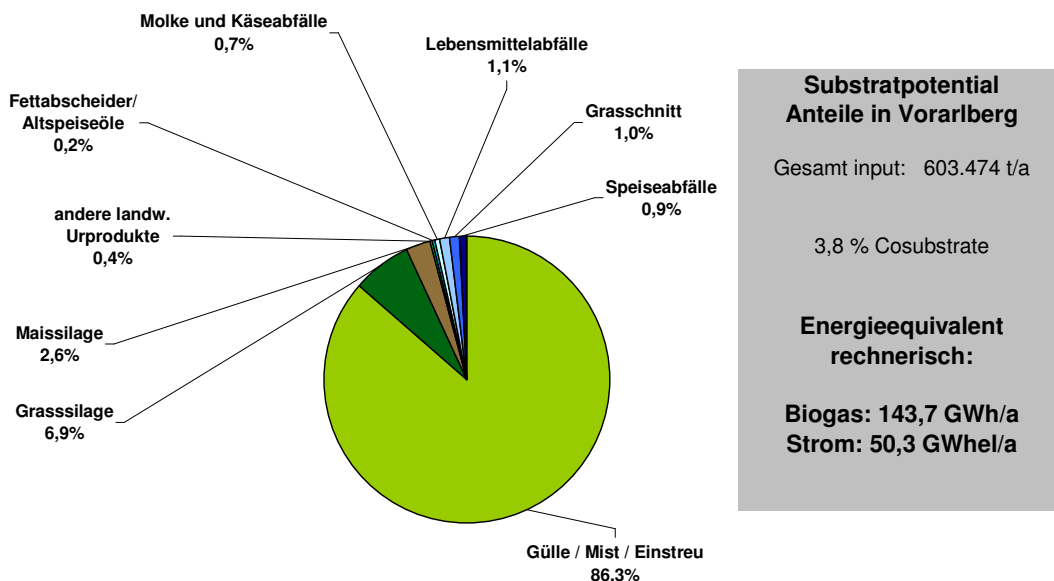
Da es keine frei verfügbaren landwirtschaftlichen Flächen in Vorarlberg gibt wird jede Nutzung als Energiefläche andere Nutzungen ersetzen. Es ist daher eine betriebswirtschaftliche Entscheidung, wie viel seiner Betriebsfläche ein Biogaslandwirt dafür verwendet, um seinen Gasertrag mittels NAWAROs zu steigern. Der gegenwärtige Anteil an Silagen in bestehenden Biogasanlagen liegt bei knapp 13 % der eingesetzten Güllemenge (Wirkungsgrad, 2006). Als vorsichtige Annahme werden für die Potentialabschätzung 11 % NAWARO-Anteil bezogen auf die Güllemenge angenommen. Diese NAWARO-

Mengenanteile für die Potentialabschätzung entsprechen 5 % des (potenziell nutzbaren) Intensivgrünlandes und 10 % der (potenziell nutzbaren) Ackerflächen.

**Tabelle 1: Übersicht über die technisch nutzbaren Substratmengen in Vorarlberg und deren Anteil an der Gesamtmenge in %**

Kategorie summiert	Schlüsselnr.	Menge in t	Anteil
Gülle/Mist/Einstreu	SN 92502	520 564	86,3 %
Grassilage		41 812	6,9 %
Maissilage		15 807	2,6 %
Pflanzl. Lebens- u. Genussmittelreste	SN 92107	2 167	0,4 %
Fettabscheider/Altspeseöle	SN 92404	1 030	0,2 %
Molke- und Käseabfälle	SN 92425	4 200	0,7 %
div. Lebensmittelabfälle	SN 92110	6 495	1,1 %
Grasschnitt	SN 92103	6 200	1,0 %
Speiseabfälle	SN 92403	5 200	0,9 %
Gesamt		603 474	100,0 %

Die sonstigen biogenen Reststoffe aus dem außerlandwirtschaftlichen Bereich runden das Bild ab und werden auch heute bereits umfassend gesammelt über landwirtschaftliche Biogasanlagen verwertet. In der Aufstellung sind die Bioabfallmengen der Abfallverwertung Häusle und der Klärschlamm sowie sonstige Reststoffe der Faultürme in den Abwasserreinigungsanlagen nicht enthalten.



**Abbildung 1: Technisches Substratpotential für Biogas in Vorarlberg und Mengenanteile in %**

Diese Übersicht zeigt auch die potentiellen landwirtschaftlichen Inputstoffe. Darin sind auch die heute schon genutzten Mengen enthalten. Aus den Substratmengen wird ein Energieäquivalent von 143,7 GWh/a Biogas erzeugt. Bei einem elektrischen Wirkungsgrad von 35 % können 50,3 GWh/a Strom erzeugt werden.

In der folgenden Tabelle wird das Bild durch die Gaserträge aus der Bioabfall- und Klärschlammvergärung vervollständigt. Zwischen Kläranlagen und landwirtschaftlichen Biogasanlagen herrscht ein reger Wettbewerb um zusätzliche Substrate wie zB Fettabscheiderinhaltsstoffe.

**Tabelle 2: Übersicht über Input, Gasertrag und Energieproduktion in Vorarlberger Biogas- bzw. Faulgasanlagen**

	Menge	Biogas/ Faulgas	Biogas/ Faulgas	Strom bei 35 % WG	Wärme verfügbar ganzjährig	Wärme ungenutzt ganzjährig
	t/Jahr	m3/Jahr	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Landw. Biogas- anlagen 2005	120 636	7 300 000	41.902	13 000	14 000	12 000
Potential der landw. Biogasanlagen	603.474	25.046.570	143.767	50.319	48.881	

## Biogasweiterentwicklung Vorarlberg

Faultürme der Kläranlagen*	-	6 968 450	46.689	13 Anlagen	2 Anlagen	
Bio- und Grünabfallanlage	12 800	1 574 400	9.132	3 105		
Potential Vorarlberg gesamt		33 589 420	199.587			

Quelle: Amt der VlbG. Landesregierung 2009b, S.199; Eigene Berechnungen.

Das Biogas/Klärgaspotential in Vorarlberg beträgt 33,6 Mio. Nm<sup>3</sup> pro Jahr. Der daraus ermittelte potentielle Energieertrag für Vorarlberg aus Bio-/Klärgas beträgt rund 200 GWh pro Jahr. Der größte Anteil davon ergibt sich aus der Steigerung in landwirtschaftlichen Biogasanlagen von derzeit 7,3 auf 25 Mio. Nm<sup>3</sup> pro Jahr.

Vorarlberg liegt etwa bei einem Anteil von 3,3 % des Österreichischen Biogass, welches auf etwa 1 Mrd. Nm<sup>3</sup> Biogas geschätzt wird (Hornbacher, 2006). Bezogen auf den Erdgasverbrauch in Vorarlberg von 2 300 GWh (Kopf 2009) könnte Biogas/Klärgas bei voller Nutzung der aufgezeigten Potentiale einen Anteil von 8,7 % des derzeitigen Bedarfes abdecken.

Bei einigen befragten Biogasanlagenbetreibern ist die Bereitschaft erkennbar, die Gasverwertung aus dem Betrieb auszulagern, wenn die Möglichkeit bestehen würde. Aufgrund der derzeitigen schlechten Abwärmenutzung könnte dies für alle Beteiligten zusätzliche Vorteile bringen.

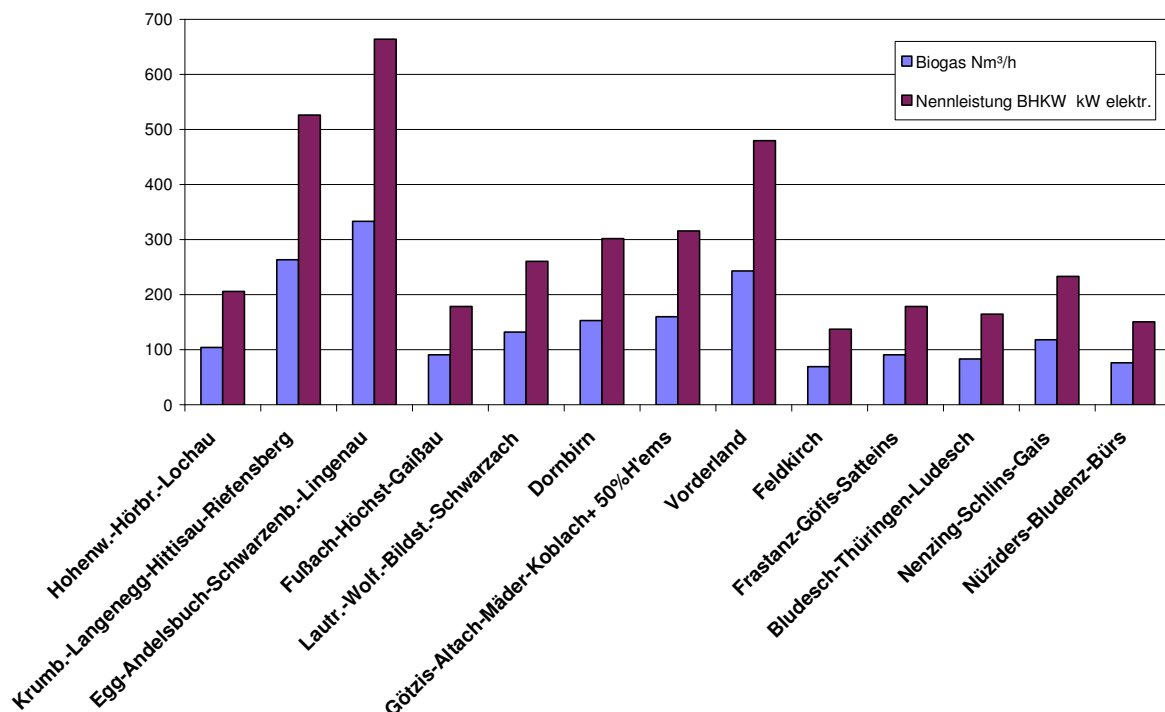
Rohgasleitungen, wie sie in zwei Modellregionen (Dornbirn und Rankweil/Feldkirch) durchkalkuliert wurden, sind ein wirkungsvolles Instrument, um einzelne dezentrale Biogasanlagen zusammenzuschließen und die Biogasverstromung an Orte mit Wärmebedarf heranzuführen. Biomasseheizwerke sind hierfür strategisch wichtige Partner. In Vorarlberg gibt es momentan (Stand 2009) etwa 102 Biomasseheizwerke mit einer Anschlussleistung > 400 kW (Amt der VlbG. Landesregierung 2009b).

Die Erdgaswirtschaft ist interessiert, aufbereitetes Biomethan als erneuerbaren Energieträger anzubieten und so neue Märkte und Förderungstöpfe zu erschließen. Kritische Größenordnungen können ebenfalls durch einen Zusammenschluss einzelner Biogasanlagen mittels Rohgasleitungen bewerkstelligt werden. Die Biogasaufbereitung ist heute bereits Stand der Technik und bei Größenordnungen ab 250 Nm<sup>3</sup>/h Biogas wirtschaftlich machbar.

Für 13 intensiv landwirtschaftlich genutzte Regionen – mit einem Einzugsgebiet von 5 bis 10 km – wurde auf Basis von Gülle, Grassilage und/oder Maissilage das technische

Biogaspotential berechnet. In diesen Standortszenarios sind die bereits in bestehenden Biogasanlagen genutzten Güllemengen abgezogen, um in der Darstellung realistischer zu sein. Die Regionen werden gedanklich in einer theoretischen Biogasanlage mit den potentiellen Substraten zusammengefasst.

Die Berechnungen zeigen, dass im Bregenzerwald, Vorderland, Region am Kummern, Dornbirn und Lauterach noch die größten Potentiale für Biogas vorhanden sind. Die Anlagengrößen (Nm<sup>3</sup>/h; kW) sind unten angeführt. Eine Aufteilung auf mehrere Anlagen würde Vorteile bei den Transportwegen bringen, während die Anlagenwirtschaftlichkeit darunter leiden würde. Als Untergrenze können 50 m<sup>3</sup> produziertes Biogas pro Stunde genannt werden.



**Abbildung 2: Biogasproduktion und Generatornennleistung auf Basis des regionalen Güllepotentials sowie anteiliger Gras- und Maissilagen in 13 Vorarlberger Regionen**

### Schlussfolgerungen

Die Nutzung der Gärsubstrate Gülle, Gras- und Maissilage würde eine massive Steigerung der Biogasproduktion in Vorarlberg bewirken. Diese Mengen sind breit über die Landwirtschaft verstreut und kaum mehr wie bisher von Einzelbetrieben zu realisieren. Demzufolge ist eine umfassendere Rohplanung für die interessanten Standorte/Regionen

notwendig. Diese Rohplanung muss auch die Gasnutzung inkl. der möglichen Abwärme mit einschließen.

Gülle steht im Gegensatz zu Gras- und Maissilage kostenlos zur Verfügung. Anfallende Transportkosten müssen durch eine überlegte Standortwahl und eine optimierte Logistik minimiert werden. Im Gegensatz zu vielen bereits existierenden Anlagen kann die Wirtschaftlichkeit nicht mehr auf Entsorgungserlösen für biogene Reststoffe aufgebaut werden. In Zukunft sind die Erlöse der Verstromung und der umfassenden Abwärmenutzung entscheidend. Für den Fall der Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz sind transparente Detailkalkulationen notwendig, um für beide Seiten faire wirtschaftliche Voraussetzungen zu schaffen.

Die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion ist heute sicherlich kritisch. Die Ökostromtarife liegen unter jenen in Deutschland. Über die Grundvergütung hinaus wäre für Vorarlberg (Österreich) die Einführung eines Güllebonus nach dem Vorbild des Deutschen Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG 200) dringend notwendig. Ebenso könnte ein KWK-Bonus auf den Einspeistarif – wie in Deutschland – den weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung voranbringen.

Der Güllebonus könnte den notwendigen Anstoß geben, dass mehrere Landwirte ihre Gülle gemeinsam verwerten. Dies könnte eventuell sogar mit einer Verbesserung der Güllelogistik durch eine gezielte Neumechanisierung einhergehen. Umgekehrt stellt Gülle eine unkontrollierte CH<sub>4</sub>-Emissionsquelle dar und kann bei der Ausbringung (besonders in touristisch interessanten Regionen) zu unangenehmen Geruchsbelästigungen führen.

Wichtig erscheint es auch auf die abfallwirtschaftliche Bedeutung von regionalen Biogasanlagen hinzuweisen. Es macht Sinn örtlich anfallende außerlandwirtschaftliche Cofermente in gesicherter Qualität in Biogasanlagen zu verwerten (Obsttrester, Rasenschnitt, etc.). Sobald diese aber eingesetzt werden, reduzieren sich die derzeitigen Einspeistarife um 30 % und verunmöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb. Dies stellt einen gewissen umweltpolitischen Widerspruch dar, der für die nächste Generation an Biogasanlagen in Vorarlberg – zB durch eine Toleranzregelung – aufgelöst werden sollte.

Für die Umsetzung von Biogasprojekten der neuen Generation sind umfangreiche Vorplanungen notwendig. Diese sollten nach dem Vorbild der Förderung von Biomasse-Nahwärmeprojekten des Landes Vorarlberg auch für Biogasprojekte eingeführt werden.

## 4 Summary

Further development of biogas production in the province of Vorarlberg is at a critical point. In the year 2006 an amount of 120 000 tons of different input substrates were used in 27 plants. Strategic scenarios for the feasibility of existing biogas plants, after ending of the current green electricity contracts, are not existing.

The enhancement of biogas production in agriculture is partly seen in competition with food or fodder production because of its additional claim for agricultural land. Therefore a well prepared strategy, especially in Vorarlberg with limited agricultural land, is needed.

### Objectives and content

The study examines the technically available substrate amounts in Vorarlberg and describes possible pathways for the further development of biogas production and its use. In the future projects for the production as well as the use of biogas need a distinctive planning phase as more farmers are involved and the optimisation of the use of waste heat is urgently needed.

The objectives are

- The evaluation of the existing biogas plants concerning their localisation, input delivery and development or enlargement possibilities.
- Examination of the potential substrate categories, amounts and localisation from agriculture, public institutions or other economic branches.
- Development of regional scenarios for the enhanced use of biomass from grass- and arable land.
- Clarification of the preconditions and the framework for the injection into the natural gas grid.
- Description of feasible scenarios for the further development of current biogas production structures.
- Evaluation and discussion of the current input and output logistics.
- Presentation of the technical and economical feasibility of different scenarios.
- Listing of the next concrete development steps.

### Methodical approach

Starting with the available literature, statistical data and different annual reports the technically available substrate amounts were estimated. In addition quite a few personal

interviews with biogas plant owners, administrators at provincial and community level were held. Telephone interviews with the food industry with its wide range of different organic residues helped to complete the picture.

Calculations based on the relevant statistical agricultural data lead to a detailed overview of the Vorarlberger livestock, intensive grass- and arable land and its regional localisation. Based on a regional clustering the technical availability was calculated.

For the examination of future gas utilisation pathways two regions with their existing biogas plants were chosen and a connection of the plants through raw gas pipes simulated. The utilisation scenarios of the gas in those two regions were described and calculated close to reality.

## Results

For the first time reliable figures for the technically available amounts of biogas substrates in Vorarlberg are presented. As a region with a high percentage of grassland and limited arable land, liquid manure is the main input source for biogas plants. Amounts were calculated reducing the total livestock by a limitation to farms with more than 20 livestock units, regional proximity of farms, expulsion of livestock units held on alpine pastures in summer as well as an anticipated reduction of livestock due to a switch on energy crops. This reduced the potential for liquid manure to 45 % of the total.

Because there is no surplus agricultural land, the use for energy crops substitutes food or fodder crops. The farmer's decision to harvest energy crops is based on the general political frameset for biogas production in competition with other crops. Currently the input of energy crops is about 13 % that of liquid manure (Wirkungsgrad, 2006). For the estimation of the energy crop potential 11 % were taken. This is grass silage which comes from 5 % of the intensive grassland and maize silage from 10 % of the arable land.

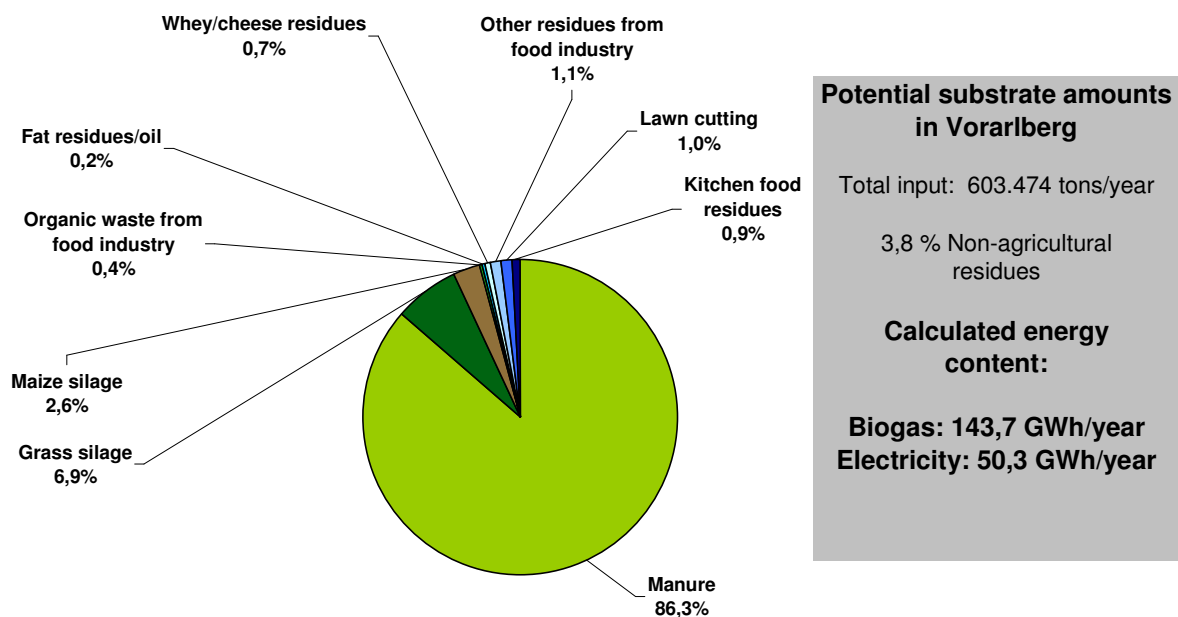
**Tabelle 3: Overview of the technically usable substrates in Vorarlberg and their percentage**

Categories	Key No.	Amount in tons per year	Percentage
Manure	SN 92502	520.564	86,3%
Grass silage		41.812	6,9%
Maize silage		15.807	2,6%
Organic waste from food industry	SN 92107	2.167	0,4%
Fat residues/oil	SN 92404	1.030	0,2%
Whey and cheese residues	SN 92425	4.200	0,7%

## Biogasweiterentwicklung Vorarlberg

Other residues from food industry	SN 92110	6.495	1,1%
Lawn cutting	SN 92103	6.200	1,0%
Kitchen Food residues	SN 92403	5.200	0,9%
Total		603.474	100,0%

Other organic residues from outside the agricultural business are completing the picture and are already collected and treated in biogas plants.



**Figure 1: Percentage of potential substrate amounts in Vorarlberg**

The estimated substrate potential for agricultural biogas plants lays at 603.000 tons per year in Vorarlberg. The energy equivalent for the resulting biogas equals 143.7 GWh per year. The share of electricity produced amounts to 50.3 GWh per year with an electric efficiency of 35 %.

In the following table the picture is completed by the biogas yield from organic solid waste and sewage sludge fermentation. Between water treatment plants and farmers exists quite some competition concerning additional substrates as for example fat separator residues.

**Table 1: Input, gas yield and energy production in Vorarlberger biogas plants**

	Annual input	biogas/ sludge gas	Biogas/ sludge gas	Electricity with 35% efficiency	Total waste heat	Waste heat unused
	tons/year	m <sup>3</sup> /year	MWh/year	MWh/year	MWh/year	MWh/year
Agric. biogas plants 2005*	120.636	7.300.000	41.902	13.000	14.000	12.000
Potential agric. biogas plants	603.474	25.046.570	143.767	50.319	48.881	0
Sewage sludge fermentation**	-	6.968.450	46.689			
Organic waste fermentation	12.800	1.574.400	9.132	3.105		
Total potential Vorarlberg		33.589.420	199.587			

Scheibler 2006, S.18; \*\* Amt der VlbG. LR 2009, S.188

The biogas potential in Vorarlberg is 33.6 Mio Nm<sup>3</sup> per year. The potential energy output amounts to 200 GWh per year approximately. The important increase from 7.3 to 25 Mio Nm<sup>3</sup> per year comes from agricultural biogas plants.

The biogas potential in Vorarlberg is about 3.3 % of the Austrian biogas potential, which is about 1 billion Nm<sup>3</sup> Biogas per year (Hornbacher 2006). In relation to the energy consumption of natural gas in Vorarlberg of 2.300 GWh per year (Kopf 2009) biogas could substitute 8.7 %.

Some of the questioned biogas plant owners are open to think about giving up power generation and sell their raw biogas. Because of the current bad usage of waste heat this new cooperation could bring advantages to both sides.

Pipes for the transport of raw biogas at short distance, as discussed in the study, constitute an effective tool to connect smaller single biogas plants and produce electricity and waste heat at the point of demand. Biomass heating plants are strategically important partners for the waste heat, as they have to provide heat even throughout the summer. At the moment about 102 biomass heating plants bigger than 400 kW installed power exist in Vorarlberg.

The natural gas company is interested to offer purified biogas over the natural gas grid to the environmental sensitive consumer as a renewable energy source. This would mean the

opening of a new market and a possible gain of certain subsidies. To reach a critical size for the purification process raw biogas pipes are a useful tool to connect several smaller plants. Economic feasibility is given over 250 Nm<sup>3</sup> biogas input per hour.

In 13 agricultural important regions, with a radius of 5 to 10 km the biogas potential was calculated based on liquid manure, grass and maize silage. Currently used substrates are not included to be more realistic. Highest biogas potentials are found in the Bregenzerwald, Vorderland, Region am Kummen, Dornbirn (including Lustenau) and Lauterach with surrounding communities. The following figure shows the theoretical biogas output per hour and the installed engine power to produce electricity.

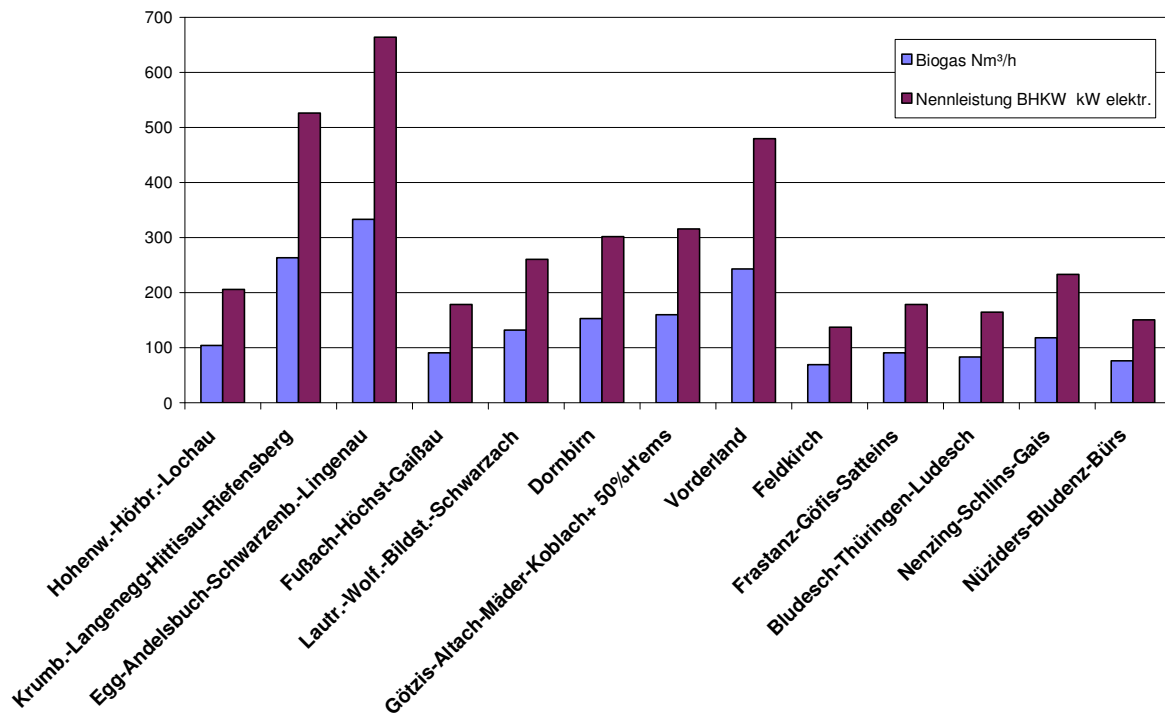


Figure 2: Biogas output using the total available regional liquid manure, grass and maize silage in one single plant in 13 regions of Vorarlberg

### Conclusions

The increased use of liquid manure, grass or maize silage could strongly increase the biogas production in Vorarlberg. Those substrates are spread over many farms and it seems rather difficult from now on for a single farm to realise a biogas plant. Therefore planning studies for interesting regions would be necessary. Those studies should also include the kind of biogas utilisation and what to do with possible waste heat.

Liquid manure in contrast to grass or maize silage is available just for the transport costs which must be minimized through the right selection of the plant location and good logistics. Whereas current biogas plants gain a part of their income from disposal fees for non-agricultural residues, this is not the case any more in the future. From now on the sale of raw biogas, electricity and waste heat are economically decisive. To prepare the utilisation path of biogas purification and feeding into the gas grid detailed calculation are necessary to offer economically fair conditions for both sides.

The economic situation of biogas production today in Vorarlberg is critical. Green electricity margins are below Germany and do not provide enough certainty for the investment. Additionally to the basic payment an incentive payment for liquid manure, following the example of the German renewable energy law (EEG 2009) would be urgently needed. Another incentive payment like the KWK-Bonus in Germany could promote the better use of waste heat.

The incentive on liquid manure could give the necessary push that more farmers utilise their liquid manure together. This could even mean an improvement of the overall liquid manure logistics by using new machinery. On the other side does liquid manure contribute with its gaseous losses to climate change and when spread on the field causes odour problems.

It seems quite important to emphasize the role of biogas plants concerning regional waste management. It does make sense to utilise non-agricultural residues of good quality like pomace or lawn cutting in regional biogas plants. As a result the green electricity margins drops by 30 % and ruins the economic performance. This seems like a contradiction in terms of environmental politics for this coming new generation of biogas plants in Vorarlberg and should be solved, for example through upper limits for the input of organic residues.

For the implementation of future biogas plants extensive prearrangements will be necessary. These preparatory work should be supported by the government of Vorarlberg following the example of biomass heating plants.

## 5 Einleitung

Biogas ist ein hochwertiger Heiz- und Treibstoff mit hoher Flächenproduktivität im Vergleich aller nachwachsenden Rohstoffe. Vorarlberg hat in den letzten beiden Jahren das Programm „Zukunft Energie Vorarlberg“, unter der Federführung des Energieinstitutes, umgesetzt, um konkrete Fortschritte bei der Energieeffizienz und der Bereitstellung erneuerbarer Energieträger zu machen. Dieses Projekt ist ein konkreter Baustein in diesem Programm.

Eine Studie des Landes Vorarlberg (Scheibler 2006) ermittelte Kenngrößen des Vorarlberger Biogasbestandes sowie deren Prozessstabilität. Darin wurden die Stammdaten von 27 in Betrieb befindlichen landwirtschaftlichen Biogasanlagen erfasst. Diese erzeugten im Jahr 2005 insgesamt 13 874 MWh/a Ökostrom. Alle Anlagen können Wärme auskoppeln und versorgen zumindest das eigene Wohnhaus. Die nicht erschlossene Wärmemenge beträgt noch etwa 5 800 MWh/a. Die durchschnittliche BHKW-Größe liegt bei 65 kW<sub>el</sub>. Dieser Mittelwert liegt deutlich unter dem österreichischen Durchschnitt.

Zu Beginn des Projektes waren die Biogaspotentiale und deren regionale Zuordnung in Vorarlberg nicht bekannt. Dies muss als Basis aller weiteren Überlegungen gelten und stellt daher ein erstes wichtiges Teilziel des Projektes dar. Dafür wurden technischen Substratpotentiale in den Bereichen Wirtschaftsdünger, Gras- und Maissilagen und sonstige außerlandwirtschaftliche biogene Reststoffe ermittelt.

Ebenso ist die Frage der Weiterentwicklung bestehender Biogasanlagen, nach Auslaufen der gestützten Einspeistarife, offen und in diesem Zusammenhang die Abklärung und Optimierung der verschiedenen Biogasnutzungspfade unter den gegebenen regionalen Bedingungen. Durch die Arbeiten konnte ein Beitrag zur zukünftigen Ausweitung und Verbesserung der Biogasnutzung als einem zusätzlichen erneuerbaren Energieträger in Vorarlberg geleistet werden.

Dieses Projekt versucht, ausgehend vom derzeitigen Stand der Biogaserzeugung, die weitere Entwicklung in Vorarlberg theoretisch aufzuzeigen. Dabei werden die notwendigen unterstützenden Maßnahmen identifiziert, die eine Weiterentwicklung erst ermöglichen. Die technische Entwicklung der Biogasnutzung, speziell die Nutzung über Mikronetzwerke und die Aufbereitung und Gaseinspeisung in das Erdgasnetz, befindet sich in einer rasanten Entwicklung (vor unserer Haustüre in Deutschland). Diese Entwicklungen werden auf ihre Relevanz für eine kleinstrukturierte Region wie Vorarlberg untersucht.

Der derzeitige Entwicklungsstillstand in Österreich gibt auch Gelegenheit, die technologischen Entwicklungen auf ihre Anwendung unter den regionalen Gegebenheiten zu überprüfen. Die entscheidenden Akteure wurden klar identifiziert und Überlegungen

angestellt, wie eine bessere Hilfestellung zur Weiterentwicklung der Biogasnutzung gegeben werden kann.

Im Juli 2009 beschloss der Vorarlberger Landtag einstimmig, die Energieautonomie als Zielsetzung für Vorarlberg anzustreben. Diesem Beschluss ging das Programm „Energiezukunft Vorarlberg“ voraus, in welchem die Autoren (neben ca. 80 weiteren Akteuren von 2008 – 2009) teilweise involviert waren und wofür diese Studie aus Sicht des Landes Vorarlberg den zentralen Input zum Bereich Biogas geliefert hat. Somit ist die Arbeit dieses Projektes eng mit der nachhaltigen Entwicklung im Bereich Energie in Vorarlberg verbunden.

Die vorliegende Studie gliedert sich in zwei Teile. Zuerst werden die technischen Substratpotentiale in Vorarlberg für die drei Substratkategorien Wirtschaftsdünger, nachwachsende Rohstoffe (NAWAROs) und sonstige außerlandwirtschaftliche biogene Reststoffe (Cofermente) ermittelt. Darauf aufbauend werden anschließend die Biogaspotentiale errechnet. Der zweite Teil der Studie ist den unterschiedlichen Nutzungspfaden von Biogas gewidmet. Hier werden zwei konkrete regionale Varianten dargestellt und anschließend wirtschaftlich bewertet. Die Bewertung der Nutzungspfade wird ergänzt durch eine Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung und der Diskussion der Umsetzbarkeit.

An dieser Stelle sei allen, die durch ihre Auskünfte zum Gelingen dieser Studie beigetragen haben, herzlich gedankt.

## 6 Substratpotential in Vorarlberg

### 6.1 Übersicht und Definition

Substrate für landwirtschaftliche Biogasanlagen entstammen den folgenden drei Bereichen:

- Wirtschaftsdünger speziell Gülle aus dem landwirtschaftlichen Nahbereich
- Nachwachsende Rohstoffe (NAWAROs) von landwirtschaftlichen Flächen aus mittlerer Distanz
- Biogene Reststoffe aus dem weiteren Umfeld

Der Nutzungsgrad oben genannter Stoffgruppen ist unterschiedlich und hängt mit dem Entwicklungsstand der Biogasanlagen in Vorarlberg zusammen. Die bereits existierenden Anlagen nutzen zuerst ihre eigene Gülle sowie die von Nachbarbetrieben. Entsprechend der Marktposition einzelner Anlagen und alter Geschäftsbeziehungen stehen den Anlagen sehr unterschiedliche Mengen an Cosubstraten zur Verfügung. Ergänzend zu diesen Stoffgruppen werden soweit notwendig NAWAROs (speziell Gras- und Maissilage) von eigenen Flächen eingesetzt.

Bei der Bestimmung der Substratpotentiale ergeben sich zahlreiche technische, ökologische, strukturelle aber auch wirtschaftliche Beschränkungen, die berücksichtigt werden müssen um zu einer realistischen Einschätzung der tatsächlichen Verfügbarkeit zu kommen. Das **technische Potential** berücksichtigt diese Einschränkungen und ist daher klar vom theoretischen Potential zu unterscheiden. Ziel der Studie ist es, das technische Potential für Biogassubstrate in Vorarlberg darzustellen (vgl. dazu auch Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie 2006, S. 9).

### 6.2 Wirtschaftsdünger

#### 6.2.1 Grundlagen

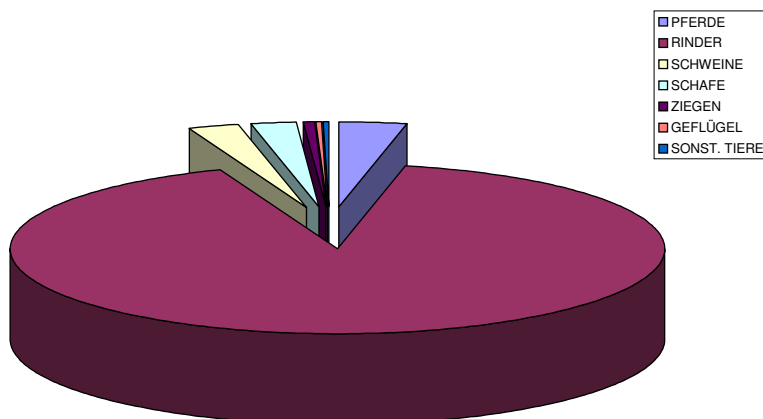
Die weitere Entwicklung der Biogaserzeugung in Vorarlberg hängt zentral von der Nutzung der anfallenden Wirtschaftsdünger ab. Wirtschaftsdünger fallen in der landwirtschaftlichen Viehhaltung an. Eine Differenzierung ist nach Art der Wirtschaftsdünger (Festmist, Gülle,

Jauche), Tierart, Betriebsgröße und örtlicher Lage der Betriebe möglich. Diese Faktoren sind für die Potentialabschätzung zu berücksichtigen und sollen im Folgenden diskutiert werden.

Laut INVEKOS Datenbank (INVEKOS, 2006) wurden im Jahr 2006 in Vorarlberg 51 932 Großvieheinheiten (GVE) gehalten. In dieser Zahl sind alle ÖPUL-Betriebe beinhaltet. Der Viehbestand in Vorarlberg hat in den letzten Jahren kontinuierlich abgenommen. So belief sich laut Agrarstrukturerhebung 1995 der Vorarlberger Viehbestand noch auf 60 491 GVE.

Die Entwicklung der letzten Jahre geht speziell bei Neubauten und größeren Betrieben in Richtung Güllewirtschaft. Gleichzeitig zeigen die Angaben der Biogasbetreiber, dass zB auch Pferdemit in die Güllegrube eingebracht wird, um ihn in die Anlage einzubringen. Daher werden die unterschiedlichen Wirtschaftsdüngerarten als Gülle subsumiert.

Als weitere Vereinfachung werden die verschiedenen Tierarten als Großvieheinheiten (GVE) zusammengefasst. Dies lässt sich mit dem hohen Anteil von 92 % Rindern am Tierbestand argumentieren. Eine Aufgliederung würde keine wesentliche Zusatzinformation für die Potentialabschätzung bringen. Zur Erläuterung dient die folgende Abbildung, wo erkennbar ist, wie sich der Viehbestand in Vorarlberg zusammensetzt.



**Abbildung 3: Anteil der Tierarten am Viehbestand in Vorarlberg (INVEKOS 2006)**

Neben dem Rinderbestand sind Pferden mit 3 % und Schafe/Schweine mit jeweils 2 % die weiteren Tierarten.

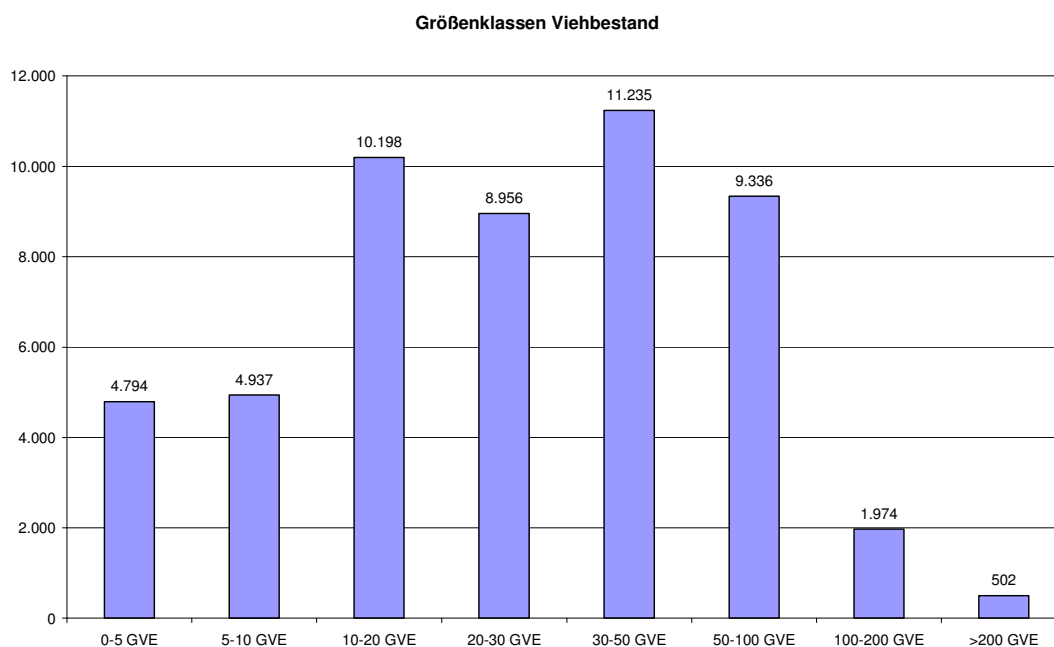
## 6.2.2 Mengenabschätzung

Für die Ermittlung einer technisch nutzbaren Größe werden, ausgehend vom Gesamtbestand, verschiedene Abschläge berechnet.

### BETRIEBE > 20 GVE

Beim Anfallen der Gülle wird entsprechend der betrieblichen Größe unterschieden. Die Ausklammerung der Kleinbetriebe < 20 GVE verbessert die Abschätzung der wirtschaftlich erfassbaren Güllemengen.

Wie in der folgenden Abbildung zu sehen ist, lässt sich der Viehbestand (alle Tierarten), analog der statistischen Erfassung, in acht Klassen einteilen.



**Abbildung 4: Viehbestand nach Größenklassen in Vorarlberg (INVEKOS, 2006)**

In Anlehnung an AMON (1998) werden alle Betriebsgrößen kleiner 20 GVE für das Güllepotential ausgeschlossen. Der damit erfasste Bestand an Betrieben von > 20 GVE/Betrieb entspricht 61,6 % des Gesamtbestandes für ganz Vorarlberg.

### ZUORDNUNG ZU NUTZUNGSREGIONEN

In einem nächsten Schritt werden alle Betriebe > 20 GVE verschiedenen Nutzungsregionen zugeordnet und damit entfernt gelegene Gemeinden aus den weiteren Überlegungen ausgeklammert.

In der folgenden Tabelle sind die Orte unter den Regionsbezeichnungen aufgelistet. Auch jene Orte, die kein Vieh aufweisen oder außerhalb der Kerngebiete liegen, sind in den letzten Spalten aufgelistet.

**Tabelle 4: Zuordnung der Gemeinden zu den Nutzungsregionen**

<b>Montafon</b>	<b>Bludenz</b>	<b>Frastanz</b>	<b>Rankweil</b>	<b>Altach</b>	<b>Hörbranz</b>
Bartholomäberg	Bludenz	Nenzing	Feldkirch	Hohenems	Eichenberg
Gaschurn	Bludesch	Thüringen	Klaus	Altach	Hörbranz
Sankt Gallenkirch	Brand	Düns	Meiningen	Götzis	Hohenweiler
Schruns	Bürs	Dünserberg	Rankweil	Koblach	Lochau
Tschagguns	Bürserberg	Frastanz	Röthis	Mäder	Möggers
Vandans	Dalaas	Göfis	Sulz		
	Innerbraz	Röns	Weiler		
	Ludesch	Satteins			
	Nüziders	Schlins			
		Schnifis			
<b>Lustenau</b>	<b>Krumbach</b>	<b>Bezau</b>	<b>Ohne Zuordnung</b>		
Bildstein	Alberschwende	Andelsbuch	Blons	Thüringerberg	
Bregenz	Doren	Au	Fontanella	Buch	
Fußbach	Egg	Bezau	Klösterle	Damüls	
Gaißau	Hittisau	Bizau	Lech	Kennelbach	
Hard	Krumbach	Mellau	Lorüns	Mittelberg	
Höchst	Langen		Raggal	Schröcken	
Lauterach	Langenegg	Reuthe	Sankt Anton	Warth	
Schwarzach	Lingenau	Schnepfau	Sankt Gerold	Fraxern	
Wolfurt	Riefensberg	Schopperrau	Silbertal	Laterns	
Dornbirn	Sibratsgfäll	Schwarzenberg	Sonntag	Übersaxen	
Lustenau	Sulzberg		Stallehr	Viktorsberg	
				Zwischenwasser	

Die Benennung erfolgte nach den zentralen Orten oder der Region und ist relativ willkürlich gewählt.



Abbildung 5: Zuordnung der GVE in Gemeinden zu Biogas-Nutzungsregionen

Bei dieser regionalen Zuordnung wird die Entfernung zu möglichen zentral gelegenen Biogasanlagen berücksichtigt und die sehr unzugänglich gelegenen Betriebe ausgeklammert. Es ergibt sich damit eine weitere Reduktion der Zahlen um ca. 2000 GVE auf 58,3 % des theoretischen Potentials.

### **ABSCHLAG FÜR ALPUNG**

Der dritte Reduktionsschritt betrifft den jährlichen Alpautrieb. Dieser ist in Vorarlberg mit 28 450 GVE für ca. 85 Tage zur berücksichtigen (Franz Peter, 2008). Dabei ist eine genaue regionale oder betriebliche Zuordnung nicht bekannt. Umgerechnet auf den gehaltenen Jahresbestand ergibt dies einen Abzug von 6 625 GVE oder 12,8 % vom Gesamtbestand in Vorarlberg. Zieht man diese 12,8 % aliquot von den bereits reduzierten Betrieben ab, so verbleiben 26 411 nutzbare GVE in ganz Vorarlberg, deren Gülle für Biogasanlagen technisch nutzbar wäre. Diese Zahl beinhaltet alle wichtigen Tierarten.

### **GVE-REDUKTION WEGEN ENERGIEFLÄCHEN**

In die Potentialabschätzung für Biogassubstrate werden auch landwirtschaftliche Energieflächen (Mais- und Grassilage) einbezogen (vgl. Kapitel 6.3), die dann für die Fütterung nicht mehr zur Verfügung stehen. Durch diesen Flächenverlust ergibt sich

konsequenterweise eine weitere Reduktion des Viehbestandes. Entsprechend den angenommenen Hektarerträgen für Mais und Gras und dem zuordenbaren GVE-Besatz pro ha wird eine 10 %ige Reduktion der GVE und damit der verwertbaren Gülle angenommen.

Zusammenfassend werden die Schritte zur Ermittlung des technischen Güllepotentials über die Reduktion des Viehbestandes nochmals aufgelistet.

**Tabelle 5: Ermittlung des technischen Wirtschaftsdüngerpotentials in Vorarlberg (INVEKOS, 2006)**

	GVE	m <sup>3</sup> Gülle	in %
Vorarlberg gesamt	51 932	1 137 306	100,0 %
> 20 GVE/Betrieb	32 003	700 871	61,6 %
Regionale Eingrenzung	30 273	662 986	58,3 %
Alpung abgezogen (85 Tage)	26 411	578 404	50,9 %
<b>GVE-Reduktion wegen Energieflächen</b>	<b>23 770</b>	<b>520 564</b>	<b>45,8 %</b>

Nach Abzug der technisch nicht verfügbaren GVE stehen in Vorarlberg etwa 520 000 m<sup>3</sup> Gülle oder 46 % des theoretischen Gesamtpotentials für die Biogasnutzung zur Verfügung.

### 6.2.3 Verhältnis genutzt/ungenutzte Wirtschaftsdünger

Die bestehenden Biogasanlagen mit ihrem bekannten Substratinput sind in den dargestellten Potentialen inkludiert. Ordnet man die derzeit genutzten Güllemengen den Regionen zu, so ergeben sich folgende Anteile:

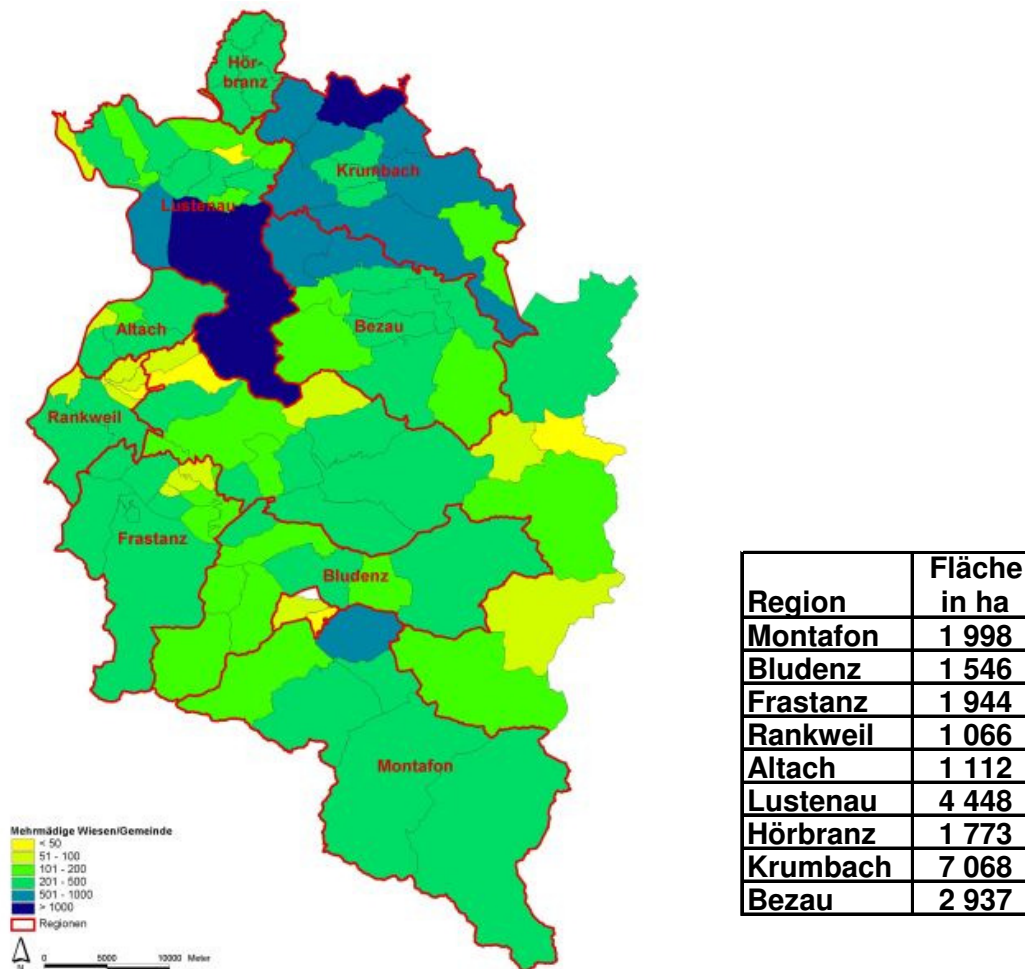
Tabelle 6: Darstellung der regionalen Wirtschaftsdüngerpotentiale und der bereits genutzten Anteile

in Tonnen	Montaf.	Bludenz	Frast.	Rankw.	Altach	Lusten.	Hörbr.	Krumb.	Bezau
Genutzte Anteile derzeit	0	9 022	6 206	23 834	5 067	34 760	3 333	6 938	700
Techn. Potential in Regionen	9 634	34 903	47 888	58 070	33 079	97 111	36 656	151 462	51 760
Anteil in %	0,0 %	25,8 %	13,0 %	41,0 %	15,3 %	35,8 %	9,1 %	4,6 %	1,4 %

Aus der Tabelle lässt sich erkennen, dass die Ausnutzung der Wirtschaftsdünger je nach Region sehr stark abweicht und zwischen 0 (Montafon) und 41 % (Region Rankweil) liegt. Gesamt werden etwa 17 % der verfügbaren Wirtschaftsdünger schon für die Biogas-erzeugung genutzt.

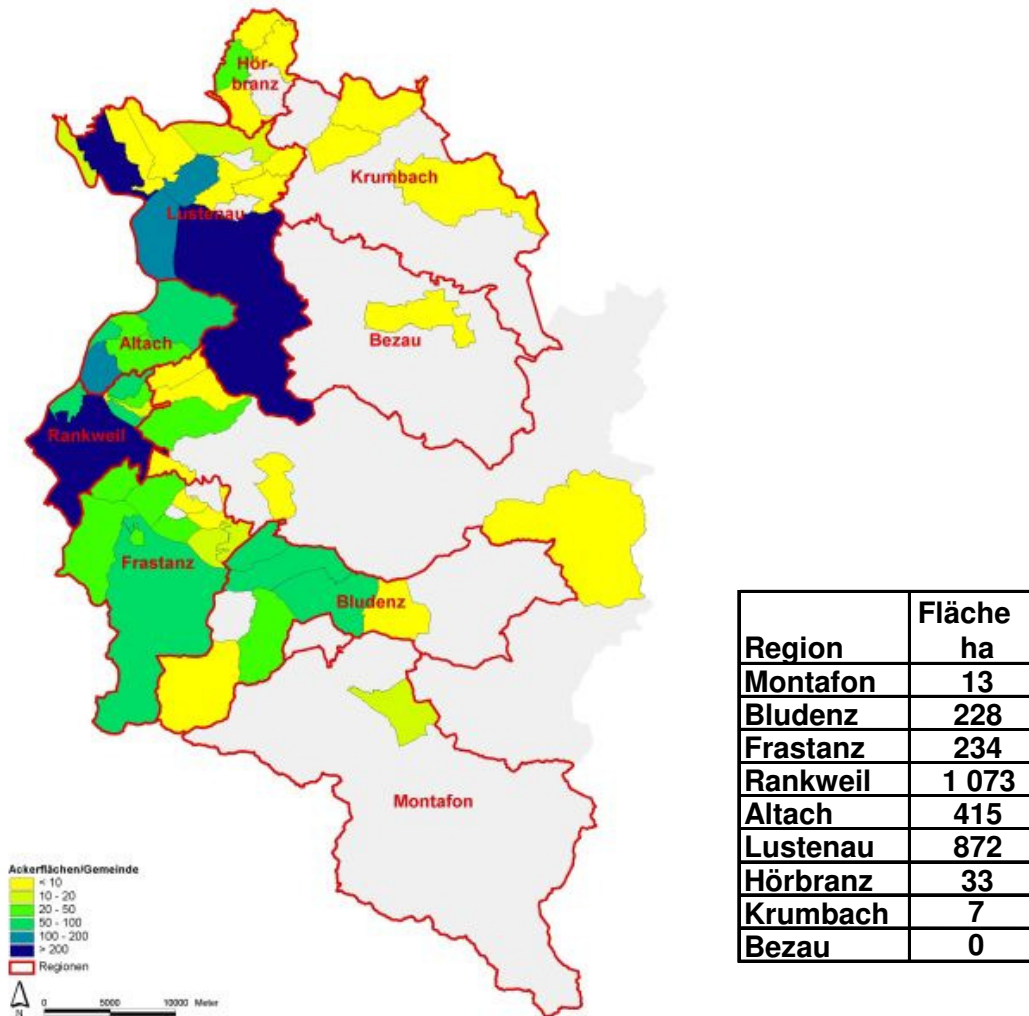
### 6.3 Potentialabschätzung von landwirtschaftlichen Energieflächen

Grundsätzlich stehen Teile der mehrmädrigen Grünlandflächen und der Ackerflächen für den Energiepflanzenanbau zur Verfügung. Betrachtet man die regionale Verteilung dieser Flächen in Vorarlberg, so ist erkennbar, dass diese Anteile regional unterschiedlich verteilt sind.



**Abbildung 6: Klassifizierung der Gemeinden nach der Fläche an mehrmächtigen Wiesen**

In Summe gibt es 23 900 ha mehrmächtiges Grünland in den Nutzungsregionen. Diese Flächen befinden sich überwiegend im Rheintal als auch in den beiden Regionen des Bregenzerwaldes.



**Abbildung 7: Klassifizierung der Fläche an Ackerflächen in den Gemeinden**

Bei den Ackerflächen gibt es aufgrund der ÖPUL-Bestimmungen eine betriebliche Obergrenze, die nicht überschritten werden darf. Die Gesamtfläche beträgt 2 870 ha. Die meisten Flächen sind im Rheintal gelegen.

Die Festlegung der betrieblichen Energieflächen ist eine unternehmerische Entscheidung ausgehend von den Gesamtflächen des Betriebes, die auf Basis der politischen Rahmenbedingungen erfolgt. Die Wirtschaftlichkeit des Betriebszweiges Biogas hängt konkret von den Investitionsförderungen und den gewährten Einspeisetarifen ab. Würde wie in

Deutschland eine spezielle Einspeiseverfügung für nachwachsende Rohstoffe eingeführt (EEG 2009), so könnte dies eine Verlagerung zu Energieflächen bewirken. Dort werden (seit dem 01. Januar 2009) 7 ct/kWh<sub>el</sub> bezahlt und damit die Ausweitung von Energieflächen stark gefördert.

Der Betriebszweig der Biogaserzeugung könnte für weitere Betriebe in Vorarlberg ein zusätzliches Standbein bilden, sofern die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ausreichend gegeben sind. Abhängig von der relativen wirtschaftlichen Attraktivität des Betriebszweiges Biogasproduktion könnten Futterflächen zu Energieflächen ergänzend zur Verwertung der Wirtschaftsdünger umgewandelt werden.

Betrachtet man die bestehenden Biogasanlagen so ist erkennbar, dass viele von ihnen auch Mais- oder Grassilagen in die Biogasanlagen einbringen. Der gegenwärtige Anteil an Silagen in bestehenden Biogasanlagen liegt bei knapp 13 % der eingesetzten Güllemenge (Wirkungsgrad 2006). Durch einen solchen Anteil an Gras- und Maissilage können die Gaserträge aus Gülle etwa verdoppelt werden. Nur einige gut mit Rohstoffen versorgte Co-Fermentationsanlagen können/wollen derzeit weitestgehend auf Silagen oder zugekaufte Substrate (zB CCM) verzichten.

Als Hektarerträge werden für Vorarlberg für intensives Grünland 35 t FS/ha und für Silomais 55 t FS/ha angenommen. Aus den erhobenen Substratmengen für Gras- und Maissilagen (Scheibler 2006) lassen sich etwa 200 ha Grünland und 70 ha Mais errechnen, die heute bereits über Biogasanlagen verwertet werden. Dies entspricht zwischen 1 und 2 % der verfügbaren regionalen Anbauflächen.

Orientiert man sich grob an den NAWARO-Anteilen der gegenwärtigen Anlagen und geht von Neuanlagen aus, die auf 100 % Güllebasis betrieben werden, so ist ein zusätzlicher Input an NAWAROs von 11 % der Güllemenge eine vorsichtige Annahme.

Legt man diese Mengenannahme auf die Flächen um, so entsprechen diese etwa 5 % des Intensivgrünlandes und 10 % der Ackerflächen in den Nutzungsregionen. Diese Flächen gehen mit ihren Erträgen somit in die Potentialabschätzung ein.

**Tabelle 7: Flächen und Erträge an NAWAROs gerundet für das Biogaspotential Vorarlberg**

	Fläche dzt. in ha	Pot. Fläche in ha	Anteil von gesamt	Hektar-ertrag in t	Menge in Tonnen
Gras	200	1 195	5,0 %	35	41.812
Mais	70	287	10,0 %	55	15.807
Summe	270	1 482			57.619

Die Verfügbarkeit der die landwirtschaftlichen Flächen in Vorarlberg ist leider begrenzt. Gleichzeitig werden aber Überschüssen an Veredelungsprodukten produziert, die teilweise aufgrund weltweiter Überschüsse unter den Gestehungskosten exportiert werden müssen (ca. ein Drittel der Milchprodukte). Die regionale Biogasproduktion bietet die Möglichkeiten zur Verbesserung der betrieblichen Rentabilität und einer verstärkten regionalen Energieversorgung.

## 6.4 Biogene Reststoffe

### 6.4.1 Allgemeine Situation

Diese biogenen Reststoffe oder Cosubstrate stammen aus folgenden Bereichen:

- Privathaushalte über Selbstanlieferung
- Kommunen (Grünabfall und Rasenschnitt der Bauhöfe)
- Lebens- und Genussmittelindustrie
- Lebensmittelhandel und Gastronomie
- gewerblichen Reststoffsammlung (Speiseabfälle, Fettabscheider, etc.)
- gewerbliche Dienstleister (Landschaftsgärtner, Gartenpflege)

Art und Umfang dieser Substrate sind sehr heterogen. Die derzeit verwerteten Mengen müssen jährlich von den Biogasanlagenbetreibern an die Abfallwirtschaftsabteilung des Landes gemeldet werden und sind demzufolge bekannt.

Die Nachfrage nach diesen Substraten hat mit dem Bau der existierenden Biogasanlagen zugenommen. Generell ist von langjährigen Kooperationen zwischen Abfallverursacher und Biogasanlagen auszugehen, wie es zB im Fall der Speisereste der Fall ist. Nach dem Auslaufen der Möglichkeit der direkten Verfütterung haben einige Schweinemäster Biogasanlagen gebaut, in denen heute die Speisereste aus Großküchen verwertet werden. Die Sammlung erfolgt selber oder durch gewerbliche Sammler.

Verschiedene Biogasanlagen haben sich auf die Sammlung von Kleinmengen spezialisiert und fahren selber Sammeltouren, um an wertvolle Substrate wie zB Fettabscheiderinhalte zu kommen. Durch gezielte Öffentlichkeitsarbeit ist auch die Selbstanlieferung von Haushalten in die Biogasanlagen gesteigert worden. Dies ist eine bequeme Möglichkeit an Substrate, speziell Rasenschnitt, zu gelangen.

Die Lebensmittelindustrie versucht ihre Produktionsrückstände möglichst günstig zu entsorgen. Teilweise erfolgt dies noch über die landwirtschaftliche Kompostierung (Feldmieten) auf sehr einfache Weise. Hier bestünde noch die Möglichkeit, zusätzliche Mengen in Biogasanlagen umzuleiten.

#### **6.4.2 Potentielle Anfallsmenge**

Während über einige Sektoren (zB Speisereste) sehr gute Zahlen vorliegen, mussten für andere Bereiche Hochrechnungen und telefonische Einzelerhebungen in Betrieben durchgeführt werden. Folgende Reststoffkategorien sollen nun im Einzelnen genauer diskutiert werden:

- Speisereste aus Großküchen
- Rasenschnitt und Gartenabfälle
- Altspisefett und Fettabscheiderinhaltsstoffe
- Lebensmittelabfälle aus Industrie, Gewerbe und Handel

#### **Speisereste aus Großküchen**

Im Jahre 2009 wurde die Sammlung von Speiseresten in Vorarlberg wieder auf ihre Effizienz überprüft und mit den tatsächlichen Sammelmengen auf Gemeindeebene verglichen (Amt der VlbG. Landesregierung, 2009, S.8). Daraus ergeben sich als Gesamtanfallmenge 5 200 Tonnen an getrennt gesammelten Küchenabfällen und Speiseresten, die für diese Studie verwendet wurden. Ursprünglich wurden diese Mengen über die Fütterung verwertet. Dies musste inzwischen eingestellt werden, und daher werden diese gesammelten Mengen derzeit in Biogasanlagen eingebracht.

#### **Rasenschnitt und Gartenabfälle**

Für die Ermittlung der potentiellen Mengen an Rasenschnitt und sonstigen Gartenabfällen wurde auf eine Detailerhebung des Umweltverbandes in den Gemeinden (2007) zurückgegriffen. Dabei wurden jene Gemeinden ausgewählt, die größere Sammelmengen durch ein funktionierendes Sammelsystem angaben. Aus diesen Mengen wurden wieder über Einzelangaben von Gemeinden der Anteil an Rasenschnitt ermittelt und zuletzt eine Pro-Kopf-Menge berechnet. Der Mittelwert der ausgewählten Gemeinden ergab einen Pro-Kopf-Anfall an Rasenschnitt (aus Privathaushalten) von 18,2 kg/Einwohner.

**Tabelle 8: Ermittlung der Grasschnittmengen pro Einwohner aus Einzelerhebungen des Umweltverbandes (2007), bearbeitet**

GKZ	Gemeinde	EW 2001	Auswertung	Faktor kg/EW
80210	Doren	1002	24	24,0
80404	Feldkirch	28607	503,436	17,6
80224	Lauterach	8678	115,2	13,3
80115	Ludesch	2805	60	21,4
80303	Lustenau	19709	200	10,1
80119	Sankt Anton im Madergauer Tal	699	11,571	16,6
80417	Satteins	2435	51,072	21,0
80122	Schruns	3715	79,8	21,5
		<b>Durchschnitt</b>		<b>18,2</b>

Für die Potentialabschätzung wurde, ausgehend vom errechneten Wert, als vorsichtige Schätzung 15 kg pro Einwohner und Jahr angesetzt. Auf die Einwohner Vorarlbergs hochgerechnet, fallen daher etwa 5 200 t Rasenschnitt an.

Ergänzend zum Rasenschnitt aus Privathaushalten kommen noch jene Mengen an Rasenschnitt von Großflächen dazu, die von Bauhöfen und privaten Firmen gemäht und angeliefert werden. Diese Menge lässt sich aus den Angaben einiger Gemeinden mit etwa 1000 t grob hochrechnen.

Entscheidend für diese Reststoffkategorie ist die getrennte Erfassung und Sammlung, die heute noch in vielen Kommunen nicht erfolgt.

### **Fettabscheiderinhaltsstoffe und Altspisefett**

Diese stammen aus der Nahrungsmittelindustrie (Frittierfette), den gewerblichen Verarbeitungsbetrieben (zB Metzgereien), der Gastronomie und den Privathaushalten.

Die Abfallstatistik unterscheidet hier pflanzliche (SN 92121) und tierische (SN 92403) Fette, aber nicht zwischen Fettabscheiderinhaltsstoffen und Altspisefette. Dies wäre aber für die Abschätzung der Gaserträge wichtig, weil unterschiedlich hohe Gaserträge erzielt werden.

Eine teilweise Verwertung über die Bioabfall- oder Speiserestesammlung (aus Großküchen) ist anzunehmen und somit landen die Stoffe ebenfalls in der Biogaserzeugung in Vorarlberg. Eine illegale Entsorgung über die Kanalisation ist möglich und kann nicht ausgeschlossen werden. Sie wäre wegen der geringen Pro-Kopf-Mengen aus Vorarlberger Kommunen sogar denkbar.

In den Vorarlberger Gemeinden wurde vor einigen Jahren ein Sammelsystem für Haushalte und Gastronomie eingeführt, welches kostenlose Sammelbehälter („ÖLI“) ausgibt, die bei

den Bauhöfen gegen leere ausgetauscht werden können. Laut Statistik der ÖLI Sammelfirma (<http://www.oeli.info>) errechnet sich für Vorarlberg eine gesammelte Jahresmenge von 0,20 kg pro Einwohner und Jahr. Der Vergleichswert liegt zB in den ländlichen Bezirken Tirols zwischen 0,38 und 1 kg pro Einwohner und Jahr. Für den verhältnismäßig geringen Sammelwert in Vorarlberg kann es aber, außer einer mangelnden Trennmoral, auch noch andere Gründe geben (zB Essgewohnheiten, Tourismus).

Über dieses System wurden 2008 in Vorarlberg etwa 105 t Altspeisefett auf Gemeindeebene erfasst und in Verbrennungsmotoren oder zur Erzeugung von Biodiesel genutzt. Dieses System funktioniert gut. Eine Verlagerung der Verwertung in Vorarlberger Biogasanlagen ist denkbar, allerdings nur wenn die Sammel- und Behälterlogistik (Reinigung) professionell gelöst werden kann.

Der Erfassungsgrad der Fettabscheiderinhaltsstoffe ist besonders schwer abzuschätzen. Auch Abwasserreinigungsanlagen in Vorarlberg übernehmen solche Reststoffe bereits in ihre Faultürme, da der Gasertrag sehr hoch ist. Die genauen Inputmengen sind zahlenmäßig nicht bekannt, sind aber im Ertrag an Faulgas enthalten (vgl. Kapitel 7.2).

Seit der Entwicklung landwirtschaftlicher Biogasanlagen sind die Entsorgungserlöse dafür stark gesunken und die Mengen in den Abwasserreinigungsanlagen eher zurückgegangen. Die Mengen werden von verschiedenen Abfallentsorgungsunternehmen in Vorarlberg gesammelt und an Biogaspartner zur Verwertung weitergeben. Einzelne bäuerliche Biogasanlagenbetreiber sammeln diese Stoffe auf eigenen Sammeltouren. Diese Mengen sowie die Anlieferungen durch Abfallsammler und Betriebe der Nahrungsmittelindustrie in die landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind aus den Meldungen der Biogasanlagenbetreiber bekannt (Amt der VlbG. Landesregierung, 2009).

Setzt man die unterschiedlichen Zahlen zusammen und versucht eine Aufteilung in Fettabscheiderinhaltsstoffe und Altspeisefette, so ergibt sich folgendes (unvollständige) Bild.

**Tabelle 9: Mengen an Fettabscheiderinhaltsstoffen und Altspeisefetten 2008**

Herkunft	Menge in Tonnen Fettabscheiderinhaltsstoffe	Menge in Tonnen Altspeisefette
„Öli“ Sammlung aus Gemeinden	-	75*
Problemstoffsammlung in Gemeinden	-	35**
Anlieferung Biogasanlagen	700***	220***
Gesamt	700	330

Quelle: \*\*Öli-Homepage (<http://www.oeli.info>); \*\* Auskunft Umweltverband 03. Juni 2009; \*\*\*Amt der Vorarlberger Landesregierung 2009;

Die Erfassungsstatistik für die Anlieferung an die Biogasanlagen unterscheidet nicht zwischen Fettabscheiderinhaltsstoffen und Altspisefetten. Die Aufteilung ist daher grob geschätzt. Dabei wird angenommen, dass die rein pflanzlichen Fette zu 100 % Altspisefett von Großverbrauchern sind, während die tierischen Fette zu 90 % aus Fettabscheiderinhaltsstoffen bestehen. Diese Mengen werden als Potential in die Rechnung aufgenommen.

### **Lebensmittelabfälle aus Industrie, Gewerbe und Handel**

Auch in diesem Bereich wurden punktuelle Einzelbefragungen bei großen Betrieben durchgeführt. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein großer Teil der heute in Vorarlberg anfallenden Reststoffe aus diesem Sektor bereits in Biogasanlagen verwertet werden.

Der bestehende Wettbewerb unter den Biogasanlagenbetreibern bietet die Möglichkeiten für große Betriebe der Nahrungs- und Genussmittelindustrie in Vorarlberg, die Entsorgung zu optimieren. Dabei ist klar, dass die Entsorgungskosten von der Energiedichte des biogenen Reststoffes und damit dem Gasertrag bestimmt werden. Je höher die Gasausbeute, umso eher können für die Reststoffe auch noch Erlöse erzielt werden. Je flüssiger die Substrate sind, umso eher müssen Transportzuschläge für die Abholung und Ausbringung durch Landwirte mit Güllefässern bezahlt werden.

Ein Hindernis für die Verwertung in Biogasanlagen können die Transportkosten darstellen. Sobald Anlagen in einem Radius von 10 km nicht vorhanden oder ausgelastet sind, müssten größere Transportfahrzeuge bezahlt werden. Billigere Alternativen bieten sich noch über die Kompostierung in landwirtschaftlichen Betrieben oder die Einbringung in Faultürme in Kläranlagen an.

Die folgende Aufstellung gibt einen Überblick über die bekannten Mengen. Dabei sind Schwankungen zwischen den Jahren zu beobachten. Diese dürften produktionsbedingt sein.

**Tabelle 10: Mengen an Abfällen aus dem Lebensmittelsektor 2006 und 2008 (Amt der VlbG. Landesregierung 2007; 2009)**

Mengen in Tonnen	Schlüssel-Nr.	2006	2008
Obst- und Gemüseabfälle, Blumen	SN 92103	55	100
Pflanzliche Lebens- und Genussmittelreste	SN 92107	2360	1061
Rein pflanzliche Press- und Filterrückstände der Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelproduktion	SN 92110	4178	5122
gering belastete Schlämme aus der	SN 92202	333	166

## Biogasweiterentwicklung Vorarlberg

Nahrungs-, Genuss- und Futtermittelindustrie ausschließlich pflanzlicher Herkunft			
Schlachtabfälle und Nebenprodukte, zur Vergärung	SN 92510	326	340

Die Zusammenfassung in Abfallkategorien macht die Ermittlung des Gasertrages schwerer, da die detaillierte Beschaffenheit der Substrate in den einzelnen Kategorien nicht bekannt ist. Ein Versuch, die Kategorien aufzuschlüsseln, hat aufgrund der relativ geringen Mengenanteile die totalen Gaserträge nicht wesentlich verändert.

## 7 Biogaspotential Vorarlberg

### 7.1 Landwirtschaftliches Potential

In diesem Kapitel wird auf Basis des technischen Substratpotentials das Biogaspotential in Vorarlberg dargestellt. Dabei bleibt in einem ersten Schritt die Frage nach den konkreten Anlagengrößen und -standorten, also der Nutzung dieses Potentials, unbeantwortet. Erst in einem zweiten Schritt werden regionale Potentiale in Schwerpunktregionen entworfen, die als erste Grundlage für die weiteren Überlegungen dienen sollen.

Das ermittelte technische Gesamtpotential wird bereits zu etwa 20 % genutzt. Bei Gülle liegt dieser Nutzungsgrad derzeit bei etwa 17 %. Relativ hoch liegt der Nutzungsgrad bereits jetzt bei den Co-fermenten.

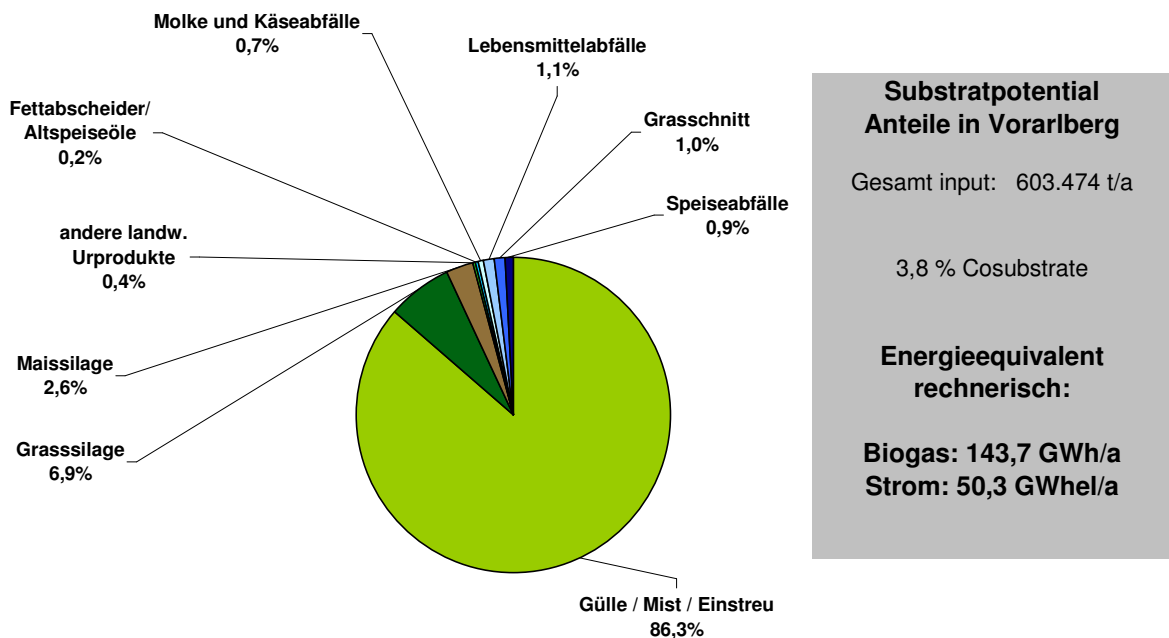
**Tabelle 11: Übersicht über die technischen Substratpotentiale in Vorarlberg und deren Anteil an der Gesamtmenge**

Kategorie summiert	Schlüssel-Nr.	Menge in t	Anteil
Gülle/Mist/Einstreu	SN 92502	520.564	86,3 %
Grassilage		41 812	6,9 %
Maissilage		15 807	2,6 %
Pflanzl. Lebens- u. Genußmittelreste	SN 92107	2 167	0,4 %
Fettabscheider/Altspeiseöle	SN 92404	1 030	0,2 %
Molke- und Käseabfälle	SN 92425	4 200	0,7 %

## Biogasweiterentwicklung Vorarlberg

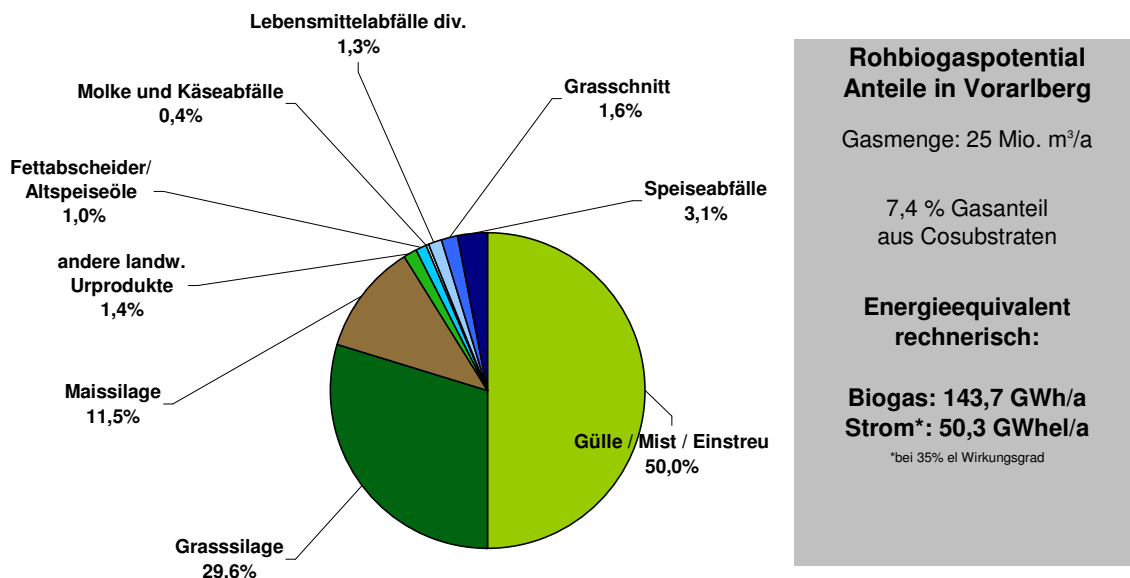
Lebensmittelabfälle div.	SN 92110	6 495	1,1 %
Grasschnitt	SN 92103	6 200	1,0 %
Speiseabfälle	SN 92403	5 200	0,9 %
Gesamt		603 474	100,0 %

Für Vorarlberg errechnet sich auf Basis dieser potentiellen Substratmengen ein Gasertrag von 25 Mio. m<sup>3</sup> Biogas pro Jahr aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen. Dies entspricht einem Energiegehalt von 143,7 GWh pro Jahr im Biogas.



**Abbildung 8: Substratpotential für Biogas in Vorarlberg und Mengenanteile in %**

Betrachtet man das Substratpotential nicht mengenmäßig, sondern vom erzielbaren Gasertrag her, so zeigt sich der entscheidende Anteil für das Biogaspotential in Vorarlberg.



**Abbildung 9: Biogaspotential in Vorarlberg und der Gasertragsanteil der einzelnen Substrate**

Besonders deutlich ist erkennbar, dass der Gasertrag von Gülle unterdurchschnittlich ist und umgekehrt Gras- und Maissilage einen beträchtlichen Beitrag zum Gasertrag liefern können.

## 7.2 Sonstige Biogasanlagen

Neben den landwirtschaftlichen Biogasanlagen sind die Faultürme in den Abwasserreinigungsanlagen ebenfalls ein wichtiger Produzent von Biogas/Faulgas. In 15 Anlagen wird Faulgas produziert und verwertet. 13 Anlagen produzieren damit auch Strom. Vier weitere Anlagen hätten das Potential für eine Faulgasproduktion, wobei möglicherweise der Klärschlamm bereits in anderen Anlagen verwertet wird (Amt der VlbG. Landesregierung 2009b, S.199).

Als sonstige gewerbliche Biogasanlagen im Abfallwirtschaftsbereich ist die Anlage der Fa. Häusle in Lustenau zu nennen. Die Gasmengen ergeben sich aus der Vergärung der statistisch erfassten Mengen an Bioabfall.

**Tabelle 12: Übersicht über Input, Gasertrag und Energieproduktion in Vorarlberger Biogas-/Faulgasanlagen.**

	Menge	Biogas/ Faulgas	Biogas/ Faulgas	Strom bei 35 % WG	Wärme verfügbar ganzjährig	Wärme ungenützt ganzjährig
	t/Jahr	m <sup>3</sup> /Jahr	MWh/a	MWh/a	MWh/a	MWh/a
Landw. Biogas- anlagen 2005	120 636	7 300 000	41.902	13 000	14 000	12 000
Potential der landw. Biogasanlagen	603.474	25.046.570	143.767	50.319	48.881	
Faultürme der Kläranlagen*	-	6 968 450	46.689	13 Anlagen	2 Anlagen	
Bio- und Grünabfallanlage	12 800	1 574 400	9.132	3 105		
Potential Vorarlberg gesamt		33 589 420	199.587			

Quelle: Amt der VlbG. Landesregierung 2009b, S.199; Wirkungsgrad 2006, Eigene Berechnungen.

Das zukünftige Biogas/Klärgaspotential beträgt in Summe pro Jahr 33,6 Mio. Nm<sup>3</sup> in Vorarlberg. Der größte Anteil davon ergibt sich bei einer Steigerung der Erzeugung aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen von derzeit 7,3 auf 25 Mio. Nm<sup>3</sup> pro Jahr.

Der potentielle gesamte Energieertrag für Vorarlberg aus Bio-/Klärgas beträgt 200 GWh pro Jahr.

Im Vergleich dazu wird für Gesamt-Österreich ein Biogaspotential von ca. 1 Mrd. m<sup>3</sup> (24 PJ) Biogas mit einem Brennwert von 6,6 kWh/m<sup>3</sup> prognostiziert. Dies untergliedert sich in Biogas aus Energiepflanzen (640 Mio. m<sup>3</sup>), aus Gülle von Rindern und Schweinen (60 Mio. m<sup>3</sup>), aus Kläranlagen (146 Mio. m<sup>3</sup>) und aus Deponiegas (166 Mio. m<sup>3</sup>).

Vorarlberg liegt damit bei einem Anteil von 3,3 % des österreichischen Biogaspotentials. Bezogen auf den Erdgasverbrauch in Vorarlberg von 2,3 Mrd. kWh (Kopf 2009) könnte Biogas/Klärgas einen Anteil von 8,7 % des Verbrauchs abdecken.

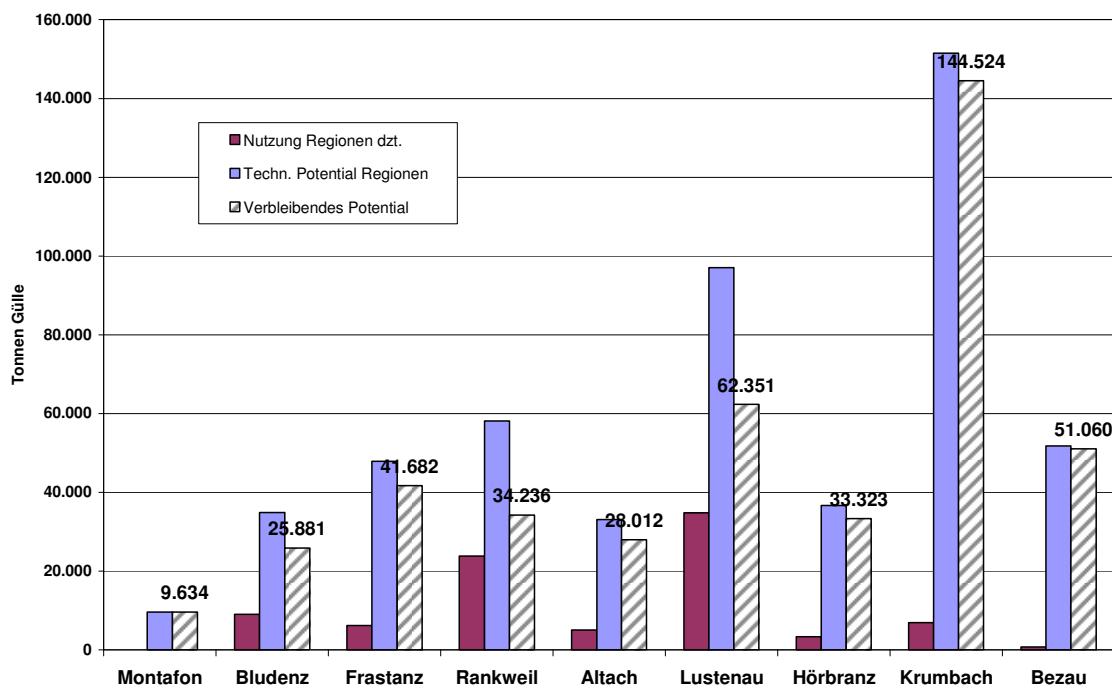
### 7.3 Biogaspotential in den Regionen

In den definierten Nutzungsregionen können drei wichtige Substratkategorien flächenmäßig genau zugeordnet werden. Das sind

- Güllemenge aus dem Viehbestand
- Gras von mehrjährigem Grünland
- Silomais von verfügbarem Ackerland

Auf Basis dieser drei Säulen lassen sich die Potentiale in den Nutzungsregionen grob abschätzen. Dies kann eine Basis für weitere regionale Überlegungen zur Umsetzung sein. Dabei ist die Grundüberlegung, dass güllebasierte Anlagen entstehen, die ergänzend durch Gras- und/oder Maissilagen in ihrem Gasertrag etwa verdoppelt werden.

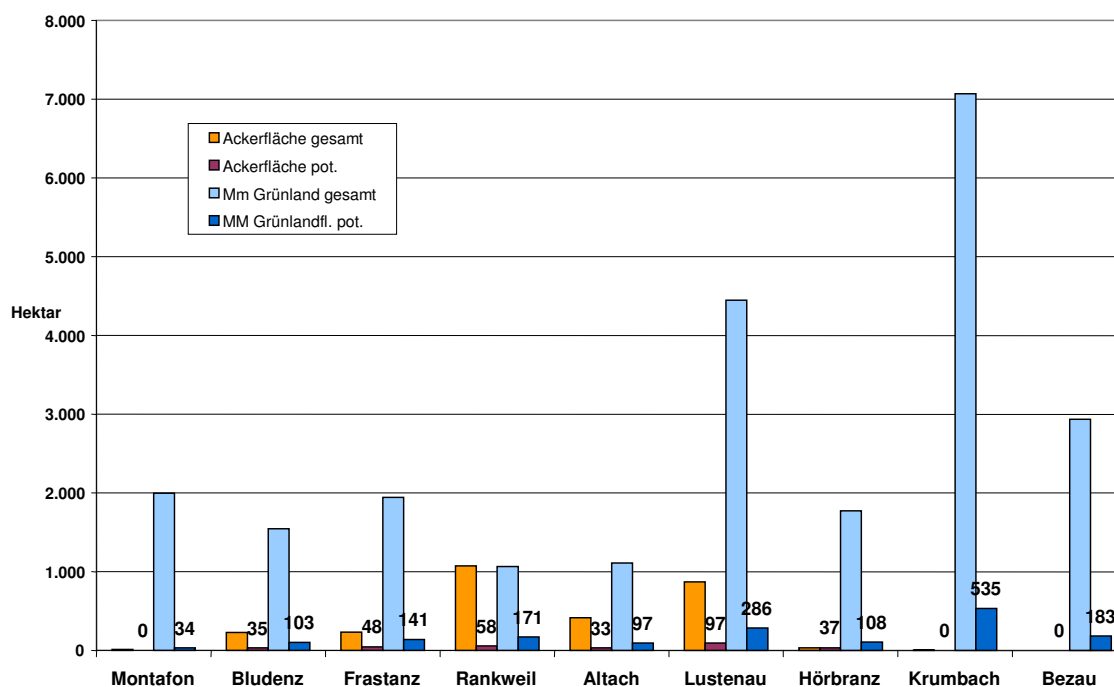
Folgende Abbildung zeigt die Güllemengen in den Regionen – ausgehend vom technisch nutzbaren Potential. Das heißt, dass die Alpung aber auch ein Reduktionsfaktor Energieflächen von 10 % in Abzug gebracht worden sind.



**Abbildung 10: Technisch nutzbare Güllemengen in den definierten Regionen in Tonnen**

Die Regionen wurden nach den zentralen Ortschaften benannt. Die geographische Eingrenzung der Nutzungsregionen wurde bereits in Abbildung 5 dargestellt.

Ausgehend von diesen Güllemengen ergeben sich jene Anteile an Silagen, die zur Verdoppelung des Gasertrages ergänzend in die Anlagen eingebracht werden könnten. Dabei wurden in den Regionen Montafon, Krumbach, Bezau nur Gras als Substrat angenommen, wobei der Mengenanteil in diesen Regionen mit 12 % der Güllemenge angesetzt wurde.



**Abbildung 11: Energieflächen in den definierten Regionen in Hektar**

Die wichtigsten Ackerregionen sind Lustenau, Rankweil, Frastanz und Hörbranz. Bei den Grünlandflächen sind die Regionen Krumbach, Lustenau, Bezau und Rankweil absolut am wichtigsten.

## 7.4 Regionen mit hohem Potential

Intensiv landwirtschaftlich genutzte Regionen im Rheintal und im Bregenzerwald bieten mit ihrem Viehbestand eine sehr gute Basis für Biogasanlagen. Dabei kann von einem Einzugsgebiet von 5 bis 10 km ausgegangen werden. Zusätzlich wird in den folgenden Überlegungen davon ausgegangen, dass auch Grassilage und/oder Maissilage den Anlagen zugeführt wird, um die Gasproduktion zu erhöhen.

Die theoretische Berechnung der Biogaspotentiale an diesen zentralen Orten geht von den verfügbaren Güllemengen aus. Diese errechnen sich wie beim Gesamtpotential abzüglich der Alpung (minus 12,8 %) und eines 10%igen GVE-Abschlages, wegen des Futterflächenrückganges verursacht durch die Einbeziehung von Silagen in die Berechnungen. In diesen Standortsszenarios sind die bereits in bestehenden Biogasanlagen genutzten Güllemengen abgezogen, um in der Darstellung realistischer zu sein.

Die anschließende Tabelle zeigt die möglichen Standorte und die umliegenden Gemeinden mit den potentiellen Substratinputmengen. Dabei sind mögliche Cofermente wie Rasenschnitt etc. vernachlässigt. Die Regionen werden gedanklich in einer theoretischen Biogasanlage mit den potentiellen Substraten zusammengefasst.

**Tabelle 13: Mengengerüst in einigen beispielhaften Regionen**

	Bestand >20	-12,8% Alpung	-10% Energie- abschlag	An- nahme	Gülle	Gras- silage	Mais- silage
	GVE	GVE	GVE	GVE	Tonnen	Tonnen	Tonnen
Hohenw.-Hörbr.-Lochau	1.018	888	799	750	16.425	1.643	821
Krumb.-Langenegg- Hittisau-Riefensberg	2.718	2.372	2134	2.100	45.990	5.749	
Egg-Andelsbuch- Schwarzenb.-Lingenau	3.423	2.986	2688	2.650	58.035	7.254	
Fußbach-Höchst-Gaißau	888	774	697	650	14.235	1.424	712
Lautr.-Wolf.-Bildst.- Schwarzach	1.242	1.084	976	950	20.805	2.081	1.040
Dornbirn	1.406	1.226	1104	1.100	24.090	2.409	1.205
Götzis-Altach-Mäder- Koblach+ 50%H'ems	1.521	1.327	1194	1.150	25.185	2.519	1.259
Vorderland	2.228	1.944	1750	1.750	38.325	3.833	1.916
Feldkirch	668	583	524	500	10.950	1.095	548
Frastanz-Göfis-Satteins	884	771	694	650	14.235	1.424	712
Bludesch-Thüringen- Ludesch	825	720	648	600	13.140	1.314	657
Nenzing-Schlins-Gais	1.113	971	874	850	18.615	1.862	931
Nüziders-Bludenz-Bürs	715	624	561	550	12.045	1.205	602

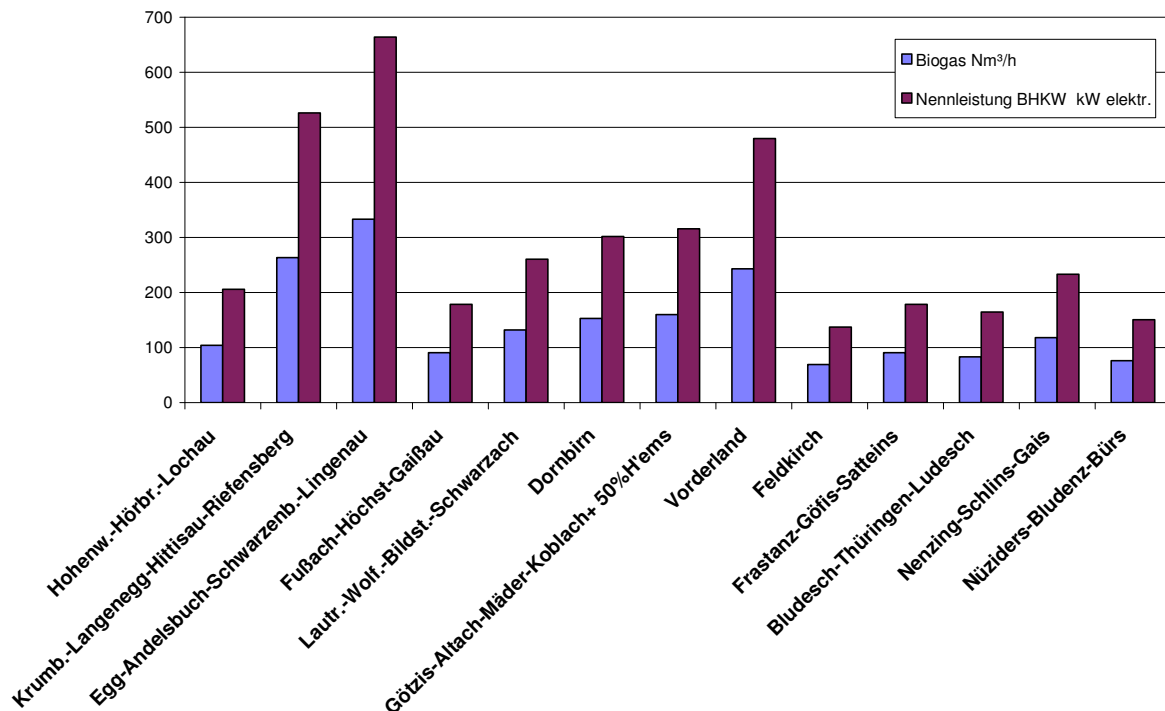
Diese Inputmengen in den einzelnen Regionen ergeben folgende Gas- und Energieerträge:

**Tabelle 14: Biogaserträge und daraus ableitbare Endenergie (Strom/Wärme) in 13 Regionen**

	Biogas/a	Biogas	Nennleistung BHKW	Strom bei 35 % WG	Wärme bei 40 % WG
	Nm <sup>3</sup> /a	Nm <sup>3</sup> /h	kW elektr.	kWh/a	kWh/a
Hohenweiler-Hörbranz-Lochau	811 500	104,0	206	1 603 565	1 752 840
Krumbach-Langenegg-Hittisau-Riefensberg	2 055 891	263,6	526	4 103 377	4 440 725
Egg-Andelsbuch-Schwarzenberg-Lingenau	2 594 330	332,6	664	5 177 840	5 603 753
Fußbach-Höchst-Gaißau	703 397	90,2	178	1 389 936	1 519 338
Lauterach-Wolfurt-Bildstein-Schwarzach	1 027 889	131,8	260	2 031 161	2 220 240
Dornbirn	1 190 229	152,6	302	2 351 941	2 570 895
Götzis-Altach-Mäder-Koblach + 50%H'ems	1 244 278	159,5	315	2 458 756	2 687 640
Vorderland	1 893 444	242,7	480	3 741 542	4 089 839
Feldkirch	541 063	69,4	137	1 069 156	1 168 696
Frastanz-Göfis-Satteins	703 803	90,2	178	1 390 788	1 520 214
Bludesch-Thüringen-Ludesch	649 166	83,2	164	1 282 786	1 402 198
Nenzing-Schlins-Gais	919 786	117,9	233	1 817 531	1 986 738
Nüziders-Bludenz-Bürs	595 112	76,3	151	1 175 971	1 285 441

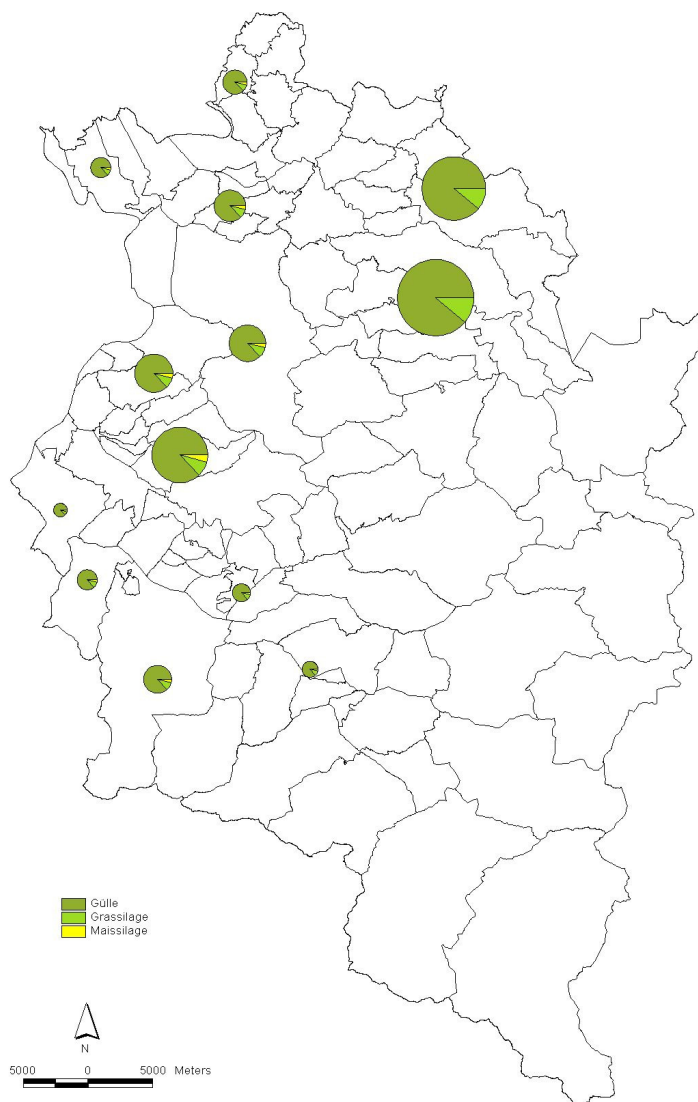
Die Tabelle zeigt, dass im Bregenzerwald, Vorderland, Region am Kummern, Dornbirn und Lauterach die größten Potentiale vorhanden sind. Die Anlagengrößen (Nm<sup>3</sup>/h) ist in den Tabellen und der folgenden Abbildung angeführt. Dies ist eine theoretische Größe, da die

Potentiale auch auf kleineren Anlagen aufgeteilt werden könnten. Dies würde Vorteile bei den Transportwegen bringen, während die Anlagenwirtschaftlichkeit darunter leiden würde. Als Leistungsuntergrenze könnte 50 m<sup>3</sup>/h Biogas genannt werden. Zur Darstellung der Rentabilität wird auf das Kapitel 10.1 verwiesen.



**Abbildung 12: Größe der theoretischen Anlagen in 13 Vorarlberger Regionen bei Nutzung des Güllepotentials sowie anteiliger Gras- und Maissilagen**

Die geographische Verteilung der Potentiale in Vorarlberg ist der nachfolgenden Abbildung zu entnehmen. Die dargestellten Mengen decken jeweils mehrere Gemeinden ab. Im Bregenzerwald sind keine Maisflächen angenommen. Trotz weitgehendem Silageverzicht der landwirtschaftlichen Betriebe erscheint es möglich, dass eine begrenzte Anzahl an Betrieben ohne Milchproduktion (Mutterkuhhalter, viehlose Kleinbetriebe) Grassilage auch für Biogas erzeugen.



**Abbildung 13: Geographische Verteilung des Güllepotentials sowie anteiliger Gras- und Maissilagen in ausgewählten Regionen Vorarlbergs**

Die in den obigen Tabellen eingesetzten NAWAROs wachsen auf 4,2 % der vorhandenen Wiesen und 7,2 % der vorhandenen Ackerflächen in Vorarlberg. Dies soll die Dimension der genutzten Energiefächen für die dargestellten Potentiale noch besser erklären.

**Tabelle 15: Anteil der in den Beispielregionen genutzten Energieflächen an den Gesamtflächen**

	mehrmädige Wiesen	Maisflächen
Gesamtflächen in ha	23 892	2 874
Veranschlagte Flächen in ha	994	208
Anteil in %	<b>4,2 %</b>	<b>7,2 %</b>

Mit diesem zusätzlichen Input an NAWAROs (15 % der Güllemenge) werden die Gaserträge in etwa verdoppelt.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass das Potential für Biogasanlagen mit den entscheidenden Inputgrößen Gülle, Gras- und Maissilagen klar flächenabhängig sind.

## 8 Güllelogistik

Gülle ist eine zukünftige Energiequelle der Landwirtschaft und kann zu einer nachhaltigen Energieversorgung in Vorarlberg beitragen. Eine Tonne Gülle kann durch die Vergärung etwa 25 m<sup>3</sup> Biogas liefern. Dies hängt von der Art der Gülle und dem Trockensubstanzgehalt ab. Außerdem ist eine deutliche Geruchsminderung und bessere Stickstoffverfügbarkeit bei der Ausbringung festzustellen, die speziell in Tourismusregionen von Bedeutung wäre.

Für die Umsetzung von Gemeinschaftsanlagen von mehreren Landwirten ist es wichtig die Gülle kostengünstig anzuliefern und zu verteilen. Die Transportkosten spielen nach den Investitionskosten eine ebenfalls wichtige Rolle. Damit kommt der optimalen Standortauswahl eine wichtige Rolle zu. Die Frage der Gülleendlagerung nach der Vergärung – ob am Hof oder bei der Anlage – muss im Vorfeld schon geklärt werden. Ein zweiter Güllelagerbehälter am Hof hätte den Vorteil, dass bei der Lieferung (oder Abholung) der frischen Gülle die bereits vergorene Gülle retour geliefert werden kann. Die Frage, wo die Endlagerung erfolgt, kann aber auch mit der Lage der Wirtschaftsflächen zusammenhängen.

Die bestehenden Einrichtungen bzw. die vorhandenen Güllefassgrößen könnten möglicherweise für den Transport zur Biogasanlage nicht mehr ausreichend sein. Grundsätzlich gilt, dass je größer die Entfernung zwischen Hof und Biogasanlage ist, desto größer sollte auch das Fassvolumen sein. Mit dem LKW als Zugfahrzeug können höhere Transportgeschwindigkeiten erreicht werden.

Eine Planungsstudie aus Südtirol gibt als überschlägige Entscheidungshilfen für ein zu definierendes Einzugsgebiet einer Biogasanlage folgende Parameter an (energy & technology, 2006, S.28):

### **Transport nur zur Biogasanlage, ohne Ausbringung**

- **Ebene, ohne Bewältigung von Höhendifferenzen:**
- Transport mit Lkw: 18 km
- Transport mit Traktor: 12 km
- **Berg, mit Überwindung von Höhendifferenzen:**
- Lkw 11 km + 500 HM
- Traktor 7 km + 300 HM

100 Höhenmeter sind etwa wie 1 km Entfernung zu rechnen.

Als zusätzliche Variante, die für Landwirte sehr attraktiv sein kann, wurde im Südtirol die direkte Ausbringung auf die Felder nach der Vergärung in der Anlage angeboten. Dies erspart dem Landwirt Zeit und Geld, ist aber für die Anlage mit Kosten verbunden.

Folgende Parameter sind dabei zu nennen (energy & technology, 2006, S. 29):

### **Mit Transport zur Anlage und Ausbringung auf die Wiesen**

- Ebene: 5 km
- Berg: 4 km + 100 HM; 2,5 km + 200 HM

Somit wäre diese Lösung bis zu einer Entfernung von maximal 5 km möglich.

AMON (2008, S 136) meint, dass bis 9 km kleine Güllefässer zu bevorzugen sind. Eine Gülleverschlauung ist erst ab einer zusammenhängenden Feldgröße von 3 ha wegen der Rüstzeiten sinnvoll.

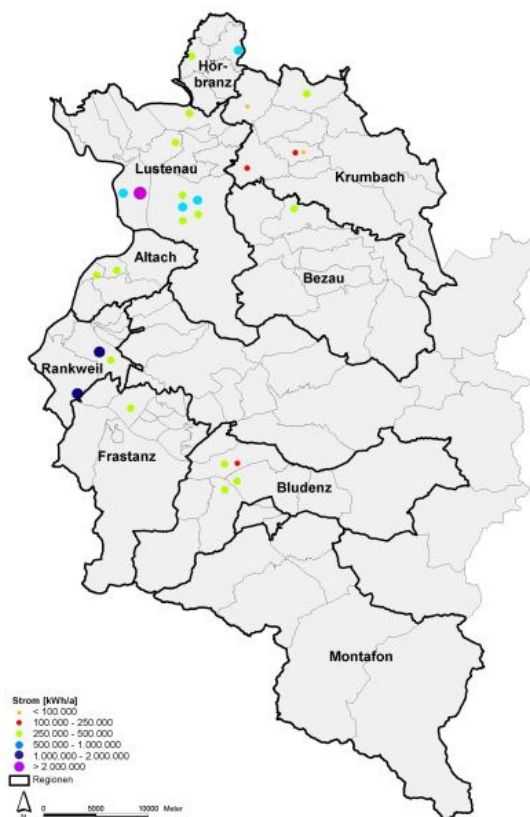
Aus den obigen Parametern lässt sich das mögliche Einzugsgebiet einer Gemeinschaftsbiogasanlage grob abschätzen.

## 9 Nutzungspfade für Biogas

### 9.1 Ausgangssituation

Wie bereits dargestellt, wird in den bestehenden 29 landwirtschaftlichen Biogasanlagen Ökostrom erzeugt und ins öffentliche Netz eingespeist. Die IST-Situation wurde von Wirkungsgrad (2006) detailliert erhoben. Die eingesetzten Substratmengen belaufen sich im Jahre 2006 auf ca. 120 000 t/Jahr. Die erzeugte Abwärme wird derzeit als Prozesswärme, für Hygienisierungsanlagen, Wohn- und Wirtschaftsgebäude und in wenigen Anlagen auch für die Heu- und Hackschnitzeltrocknung eingesetzt. Insgesamt bleibt derzeit ein Energiepotential von 12 000 MWh/Jahr ungenutzt. Die geringe Größe der Anlagen sowie deren räumliche Situierung erschwert eine effiziente Wärmeauskopplung bzw. macht diese unrentabel.

Folgende Abbildung zeigt die Lage und die Größe der bestehenden Anlagen auf Basis des eingespeisten Ökostromes.



#### **Abbildung 14: Bestehende Biogasanlagen, klassifiziert nach dem eingespeisten Ökostrom**

Für die Weiterentwicklung der Biogaserzeugung in Vorarlberg, ausgehend von den aufgezeigten Potentialen, gibt es prinzipiell mehrere Möglichkeiten, wovon die folgenden genauer untersucht werden sollen:

- Zusammenschluss mehrerer bestehender Anlagen über eine Rohgasleitung und
- zentrale Verstromung (Satelliten-BHKW) mit Wärmenutzung oder
- zentrale Biogasaufbereitung mit Einspeisung ins Mitteldruck-Erdgasnetz
  - Neue (Gemeinschafts-)Biogasanlagen an zentralen Orten mit ausreichendem Güllepotential

## **9.2 Rohgasleitungen**

Die Grundidee von Rohgasleitungen bzw. im weiteren Ausbau von Mikrogasnetzen ist folgende:

- Die Aufbereitung des Biogases kann auf ein Minimum beschränkt werden.
- Der Gesamtnutzungsgrad erhöht sich, wenn die Stromerzeugung am Ort der Wärmenutzung ist.
- Die Verlegung kostenintensiver Fernwärmerohre mit deutlichen Wärmeverlusten entfällt.
- Die Biogasmengen von mehreren Kleinanlagen können zusammengefasst werden.

Zu den möglichen Leitungslängen gibt es unterschiedliche Angaben:

- Nach HEI (2008, S. 162) ist eine spezifische Anschlussleistung von 0,75 bis 1 kW pro Trassenmeter für die Rentabilität wichtig.
- Die Studie von ENERGY 21 (2008) weist aus, dass die Leitungslänge nicht besonders kostenwirksam ist (Schmalschläger, 2007).
- Die VEG spricht von 0,6 Cent jährlicher Rohrleitungskosten pro kWh Gasdurchfluss (Kopf, 2009).

In Deutschland wird in solchen Fällen eine Gaswaschtrocknung empfohlen, um die Kondensation und Verunreinigung der Rohrleitungen zu verhindern. Dies hätte nach Aussagen von GROTHOLT (2009, S.11) verschiedene Vorteile:

- Ausführung der Gasleitungen ohne Kondensatschacht
- Kaum Schmutzablagerungen innerhalb der Gasleitungen
- Positiver Einfluss auf den elektrischen Wirkungsgrad
- Geringere Wartungs- und Instandhaltungskosten für die BHKW-Anlage.

Alternativ kann eine so genannte „Molchstation“ als wartungsfreundliche Reinigungseinheit vorgesehen werden. Weiters wird berichtet (HEI, 2008, S. 153), dass eine Kühlung des Gases auf 10 °C eine Kondensatbildung in der Rohrleitungen ebenfalls erfolgreich verhindern kann.

Als Rohre werden Polyethylenrohre verwendet. Nur an kritischen Punkten wie Straßen- oder Bahnunterführungen werden Stahlrohre verlegt. Der Durchmesser richtet sich nach den zu transportierenden Gasmengen. In Dänemark wird seit 1994 über eine Leitung mit Nennweite 150 mm etwa 1250 m<sup>3</sup> pro Stunde transportiert (HEI, 2008, S. 153). Bis 100 mbar Überdruck handelt es sich um eine Niederdruckleitung, darüber hinaus bis zu einem maximalen Druck von 6 bar sprechen wir von einer Mitteldruckleitung.

Materialkosten und Baukosten wurden von der VEG bekannt gegeben, die über umfassende Erfahrungen mit dem Bau und Betrieb von Gasleitungen in Vorarlberg verfügen (KOPF, 2009). Damit ist die Gewähr einer realitätsnahen Kostenschätzung gegeben. Als Leitungsdurchmesser werden 115 mm gewählt. Diese Dimension kann gerollt und kostengünstiger im offenen Feld (eventuell mit Drainpflügen) verlegt werden. Je nach Leitungslänge sind Verdichter zur Druckerhöhung notwendig.

## **9.3 Zentrale Verstromung mit Wärmenutzung**

### **9.3.1 Fallbeispiel Dornbirn**

Für die Beispielsvariante eines zentralen BHKWs wurde der Idealfall einer ganzjährigen Wärmeabnahme angenommen. Aus diesem Grund wurde die Biowärme Hatlerdorf gewählt, welche auch im Sommer eine Grundlast (Warmwasser plus Verlust) abdecken muss. Ein Zusammenschluss mit dem entstehenden Nahwärmenetz der Stadt Dornbirn ist theoretisch vorstellbar und würde den Wärmebedarf erhöhen.



**Abbildung 15: Verlauf der Rohgasleitung in Dornbirn**

Aus dem Luftbild und der zugeordneten Flächenwidmung ergeben sich die anteiligen Laufmeter mit unterschiedlichem Untergrund, die für die Kostenkalkulation herangezogen wurden.

**Tabelle 16: Dimensionierung der Rohgasleitung Dornbirn**

PE 110 Rohgasleitung	Schotter	Asphalt	Wiese	Stahlrohre
(VEG, 2009)	Verlegung	Verlegung	Verlegung	
	offene Bauweise	offene Bauweise	offene Bauweise	Querungen
EUR/lfm	53	73	35	250
Längen in m	19	90	5 971	79
Durchsatz m <sup>3</sup> /Stunde	Betriebs-stunden	kWh/m <sup>3</sup>	Jahreskosten	Kostenfaktor €/kWh
180	7 800	5,7	24 329	0,0030

Die gesamte Rohrlänge beträgt 6 159 m Länge. Wie die Tabelle zeigt, verlaufen mehr als 95 % der Leitung im offenen Gelände.

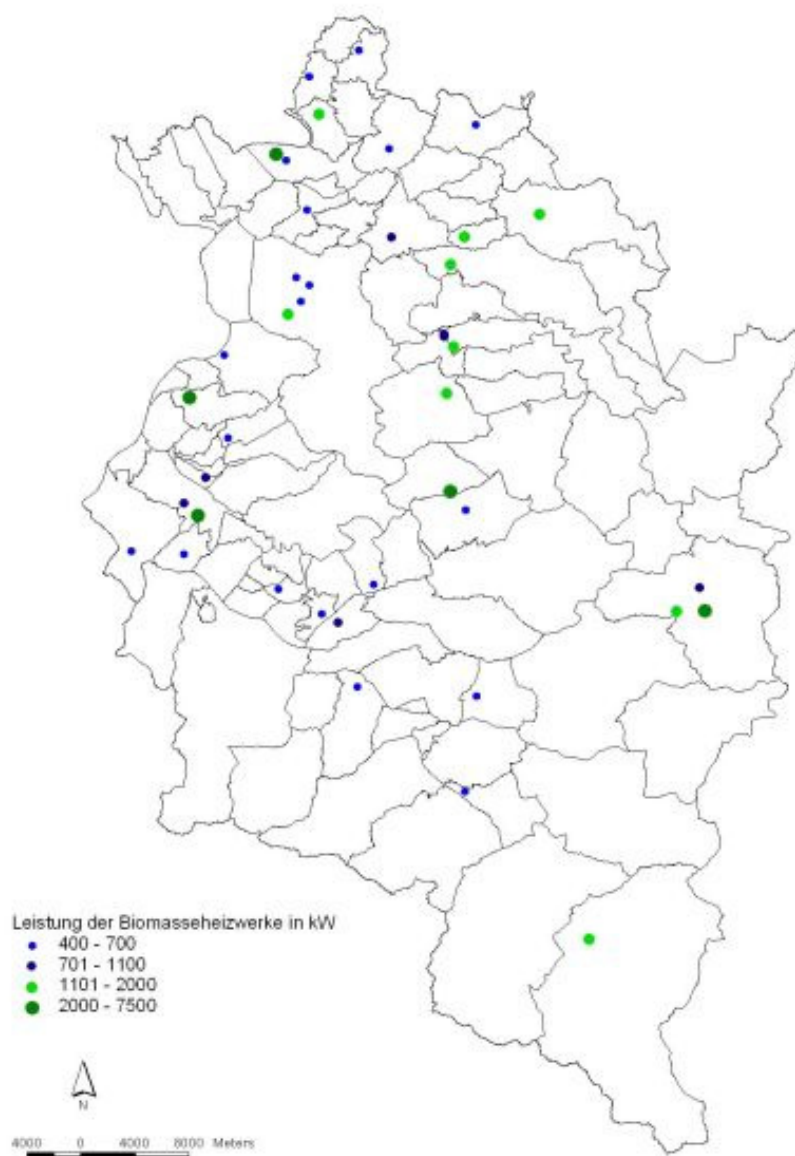
Der Kostenfaktor liegt hier bei 0,3 ct/kWh durchgeleitetes Biogas und somit unterhalb des kritischen Wertes von 0,6 ct/kWh. Darüber hinaus ist die Wirtschaftlichkeit der Rohgasleitung im Zusammenhang von der nachfolgenden Nutzung des Biogases zu sehen.

Wesentliche Änderungen zwischen dem IST- und dem SOLL-Zustand sind:

- Ersetzen der kleineren einzelnen BHKWs durch ein größeres zentrales BHKW
- Zusatzheizung in den bestehenden Biogasanlagen zur Wärmeversorgung
- Umfassende Abwärmenutzung im zentralen BHKW
- Versorgung von Wärmebedarfsquellen in Vorarlberg
- Spezialisierung der Biogasanlage auf die Gasproduktion

Die optimierte Abwärmenutzung bei der Verstromung von Biogas wird für zukünftige Szenarien sowohl aus wirtschaftlichen Gründen als auch für die optimierte Energienutzung als notwendige Grundvoraussetzung angesehen. Grundsätzlich kommen verschiedenste Wärmeabnehmer angesprochen werden. Dazu gehören speziell auch Krankenhäuser, Altersheime, Hotels und Biomasse- bzw. Nahwärmeheizwerke. Besonders wichtig sind ganzjährige Wärmeabnehmer, um die Laufzeiten der Blockheizkraftwerke und damit die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen.

In Vorarlberg gibt es momentan (Stand 2009) etwa 102 Biomasseheizwerke mit einer Anschlussleistung > 400 kW (Amt der VlbG. Landesregierung, 2009b). Diese können als wichtige Zielpunkte für eine Zukunftsstrategie zur besseren Abwärmenutzung von Biogasanlagen genannt werden. Es ist davon auszugehen, dass in einem zukünftigen nachhaltigen Energieszenario jene Wärme zuerst genutzt wird, die bereits als Abwärme aus anderen Prozessen zur Verfügung steht, bevor aus wertvoller Biomasse Energie mit geringerem Nutzungsgrad erzeugt wird.



**Abbildung 16: Biomasseheizwerke in Vorarlberg > 400 kW Leistung als mögliche ganzjährige Wärmeabnehmer (Amt der Vbgl. Landesregierung, 2009b)**

Die Einspeisung der Abwärme aus der Biogasverstromung hätte für beide Seiten klare wirtschaftliche und ökologische Vorteile. Eine engere Vernetzung bzw. die räumliche Zusammenlegung ist bei zukünftigen Umsetzungen für beide Seiten eine Chance. Derzeit sind einige neue Biomasseheizwerke im Rheintal im Entstehen, wo bereits an diese Kooperation gedacht wird.

## 9.4 Biogaseinspeisung ins Erdgasnetz

### 9.4.1 Allgemeines

Für eine Biogas-Netzeinspeisung sind eine Reihe von Voraussetzungen zu erfüllen:

- Mindestgröße zur Erreichung einer wirtschaftlichen Machbarkeit
- Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität gemäß ÖVGW G31/G33
- Hoher apparativer Aufwand
- Rechtliche Vereinbarung zwischen Lieferanten und Abnehmer
- Schaffung eines regionalen Marktes für die Verwertung von Biomethan mit erhöhter Wertschöpfung

Das BMVIT (Hornbacher 2006) hat die rechtlichen Normen analysiert und darauf basierend 12 Empfehlungen abgeleitet, um die Biogasnetzeinspeisung zu erleichtern. Ausgangssituation ist derzeit, dass die rechtlichen Rahmenbedingungen im Gassektor auf Erdgas abstimmen und Biogas diskriminieren (zB Einspeisequalität).

In Deutschland existieren verbindliche Rechtsnormen, um zwischen Anlagen- (Erzeuger von Biogas) und Netzbetreiber eine Einigung zu bewerkstelligen. Die diesbezüglichen Gesetze (GasNZV, GasNEV und ARegV) sind in Deutschland am 12. April 2008 in Kraft getreten und können als inhaltlicher Anhaltspunkt für Überlegungen hier dienen (Holzhammer, 2008). Der Netzanschluss umfasst demzufolge:

- Vorrangiger Netzanschluss (Bevorzugung Biogas)
- Verbindungsleitung bis max. 10 km
- Verknüpfung mit der bestehenden Gasleitung
- Gasdruck-Regel-Messanlage
- Einrichtung zur Druckerhöhung
- Eichfähige Messung
- Aufteilung der aus diesen Punkten entstehenden Kosten zwischen den Vertragspartnern im Verhältnis 50/50.

In Vorarlberg bedarf es dazu einer politischen Willenskundgebung und einer konkreten Abstimmungen mit der VEG. Diese konkreten Abklärungen mit der VEG sollten nach den

bisherigen Vorgesprächen möglich sein. Wichtig für den Abnehmer ist, der möglichst gesicherte Absatz an Endkunden zu einem Aufpreis gegenüber normalem Erdgas. Dabei wäre gedacht, dass Errichtung und Betrieb des Netzanschlusses durch die VEG erfolgt.

Zitat HEI (2008, S. 160):

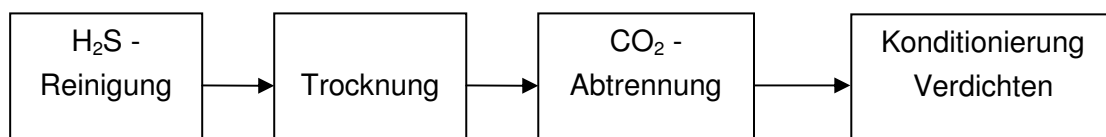
„Der Heizwert von Biogas wird überwiegend vom Methangehalt ( $\text{CH}_4$ ) bestimmt. Diese brennbaren Gasanteile schwanken zwischen ca. 50–75 Vol.-%. Die weiteren im gereinigten Biogas enthaltenen Substanzen  $\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{NH}_3$ ,  $\text{H}_2$ , und  $\text{H}_2\text{S}$  ergeben zusammen rund 5 Vol. % und sind bei der Festlegung der physikalischen Parameter zu vernachlässigen. Die einschlägige Literatur gibt für Biogas einen Heizwert von durchschnittlich  $6 \text{ kWh/m}^3$  bzw.  $21,6 \text{ MJ/m}^3$  an. Erdgas hat einen typischen Methangehalt zwischen 96 % und 98 % und einen Energiegehalt von  $9,97 \text{ kWh/Nm}^3$  bzw.  $35,9 \text{ MJ/Nm}^3$ . Der tatsächliche Heizwert des Gases im Mikronetz hängt somit von der jeweiligen Gaszusammensetzung ab. Bei der Aufbereitung des Biogases auf Erdgasqualität entspricht die Zusammensetzung und der Heizwert des Biogas-Erdgasgemisches den Anforderungen der ÖVGW Richtlinie G31.“

Diese ÖVGW-Richtlinie ist für die Einspeisung von Biogas aus regenerativen Prozessen in Erdgasnetze der Gasnetzbetreiber anzuwenden. Die vorliegende Richtlinie G 33, Ausgabe Juni 2006, beschreibt die Mindestanforderungen und Qualitätskontrolle für die Einspeisung und Verteilung von regenerativen Gasen in die Erdgasnetze der Gasnetzbetreiber. (ÖVGW 2009).

Das Biogas soll hierbei möglichst trocken sein. Die Begrenzung erfolgt im Allgemeinen durch Festlegung des Kondensationspunktes (Taupunktes) (HEI, 2008, S. 153).

### 9.4.2 Biogasaufbereitung

Die Biogasaufbereitung liefert Biomethan mit 97 %  $\text{CH}_4$ . Folgende Schritte sind für eine vollständige Aufbereitung notwendig:



Inzwischen haben unterschiedliche Aufbereitungsverfahren bereits die Marktreife erreicht. Anlagen werden bereit fertig montiert in Containern angeliefert.

Die Entscheidung zwischen den verschiedenen Aufbereitungsverfahren ist derzeit nicht einfach, da die Entwicklung noch im Gange ist. Die meisten Betriebserfahrungen liegen mit der Druckwasserwäsche (DWW) aus Schweden vor. Anbieter ist die Fa. Malmberg Water ([www.malmberg.se](http://www.malmberg.se)). Diese Anlage führt eine simultane Entschwefelung durch und ist gut

regelbar. Es besteht ein geringer Prozesswärme-, aber dafür ein hoher Strombedarf (URBAN, 2009, Folie 9).

„Die Druckwasserwäsche kann bevorzugt an Standorten ohne Wärmebereitstellung eingesetzt werden. Das Waschmittel-Wasser ist preiswert, überall verfügbar und leicht handhabbar (URBAN 2009, S. 7). Diese Aussage gilt sicherlich für Standorte im Rheintal.

Als weiteres relevantes Aufbereitungsverfahren ist die Druckwechseladsorption (PSA) zu nennen. Führender Anbieter ist die Fa. CarboTech in Mühlacker/Deutschland.

Die Kosten der Biogasaufbereitung verschiedener angebotener Verfahren unterscheiden sich nicht sehr. Der aufwendigste Schritt dabei ist die CO<sub>2</sub>-Abtrennung. Wichtig ist die Kostendegression durch eine höhere Anlagenkapazität. So liegen die spezifischen Kosten für die CO<sub>2</sub>-Abtrennung (ct/kWh) bei 250 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas zwischen 1,9 und 2,5 ct/kWh, bei 500 Nm<sup>3</sup>/h Rohgas zwischen 1,6 und 1,8 ct/kWh (URBAN, 2009, Folie 17).

Als weitere wichtige Entscheidungskriterien neben der Wirtschaftlichkeit werden die erzielte Produktgasqualität sowie die Verfügbarkeit der Betriebsmittel und Energie genannt (URBAN, 2009, Vortrag).

### 9.4.3 Fallbeispiel Rankweil-Feldkirch

In der Region existieren drei Biogasanlagen, die derzeit ihr Gas über BHKW verstromen. Dem Szenario liegt die Überlegung zugrunde, dass die drei Anlagen über eine Rohgasleitung verbunden werden und nach Aufbereitung das Biomethan in die Mitteldruckleitung der VEG eingespeist wird. Diese kreuzt die Rohgasleitung und bietet damit eine sehr günstige Anbindung (Pfeil zeigt den theoretischen Einspeisepunkt).



**Abbildung 17: Darstellung der Rohgasleitung in der Region Feldkirch-Rankweil, welche drei Anlagen verbindet. Der Pfeil zeigt den Einspeisepunkt.**

Die Kosten der Rohgasleitung lassen sich durch Aufsummierung der spezifischen Kosten bei unterschiedlichen Geländegegebenheiten in der Region ermitteln.

**Tabelle 17: Dimensionierung der Rohgasleitung in Feldkirch-Rankweil**

PE 110 Rohgasleitung	Schotter	Asphalt	Wiese	Stahlrohre
(VEG, 2009)	Verlegung	Verlegung	Verlegung	
	offene Bauweise	offene Bauweise	offene Bauweise	Querungen
EUR/lfm	53	73	35	250
Längen in m	125	50	2 499	0
Durchsatz m <sup>3</sup> /Stunde	Betriebs-stunden	kWh/m <sup>3</sup>	Jahres-kosten	Kostenfaktor €/kWh
380	7 800	5,7	10 063	0,0006

Die Rohgasleitung hat eine Länge von 2 679 m und führt hauptsächlich über freies Feld. Der Kostenfaktor liegt hier bei 0,06 ct/kWh durchgeleitetes Biogas und somit um den Faktor 10 unterhalb des kritischen Wertes von 0,6 ct/kWh.

## 9.5 Biogas als Treibstoff

Entsprechend den örtlichen Voraussetzungen kann sich diese „Direktvermarktung“ von Biogas als attraktive Schiene erweisen. Dieser Nutzungspfad gleicht der Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan ins Erdgasnetz. Eine Insellösung ist in Vorarlberg nicht sinnvoll, weil das Erdgasnetz als Zwischenspeicher wichtig ist und eine große räumliche Nähe besteht.

Schwieriger als die Produktion von Biomethan für Treibstoffzwecke erscheint die Steigerung des Absatzes. Die Zahl der Erdgasautos ist in Vorarlberg noch gering und langfristig ist die Nutzung von Verbrennungsmotoren für den Individualverkehr aufgrund der Energiebilanz (Wärmeverluste) in Frage zu stellen. Umso interessanter und wichtiger wäre eine überlegte Kooperation mit öffentlichen Busunternehmen. Diese könnten einen regelmäßigen Absatz garantieren und werden voraussichtlich noch mehrere Jahrzehnte mit Verbrennungsmotoren betrieben. Biomethan bietet dafür ideale Ausgangsbedingungen, da nur geringe Umwandlungsverluste auftreten und die Abgaswerte sehr gut sind.

Unter der Marke „methaPUR“ betreibt die EVM eine Tankstelle in Margarethen/Moos, Bezirk Bruck/Leitha in Niederösterreich ([www.methapur.com](http://www.methapur.com)). MethaPUR möchte bis ins Jahr 2010 in Österreich 20 Tankstellen errichten. Das zentrale Element der „methaPUR“ - Energieerzeugung ist eine Biogasanlage, in der organische Rohstoffe wie Acker- und Grünlandpflanzen bzw. organische Abfälle energetisch zu Biogas verarbeitet werden. Um dieses Biogas als Treibstoff zu nutzen, muss man es auf methaPUR Treibstoffstandard reinigen. Damit erfüllt das Gas alle gesetzlichen Anforderungen zum Einsatz als gasförmiger Treibstoff. Es können dadurch alle Erdgasautos mit methaPUR fahren. Die methaPUR-Aufbereitung hat eine Leistung von ca. 35 m<sup>3</sup> methaPUR/Stunde, das entspricht ca. 25 kg Treibstoff. Mit dieser Treibstoffmenge kann ein Auto bei 5 kg Verbrauch/100 km ca. 500 km weit fahren. Bei 8 000 Betriebsstunden ergibt dies 4 Mio. Kilometer (dies entspricht ca. 250 PKWs)! (<http://www.methapur.com/treibstoff.php>).

Derzeit liegen die Gesteungskosten von Biomethan (ohne Förderung) noch über den möglichen Verkaufspreisen. Die Netto-Produktionskosten von Biogas als Kraftstoff liegen zwischen 0,99 € und 1,24 € je kg Kraftstoff je nach Variante. Dies liegt über dem aktuellen Erdgas-Kraftstoffpreis von 0,956 € der OMV. MethaPUR orientiert sich bei seinen Tankstellenpreisen an den gängigen Erdgaspreisen (Blaha, 2008, S. 49).

Die Salzburg AG ist mit 30 % an der GrasKraft Reitbach-Genossenschaft beteiligt. Weitere Beteiligungsgespräche mit Salzburger Biogasproduzenten laufen. Der Landesenergieversorger speist den aus Wiesengras gewonnenen Kraftstoff in sein Erdgas- sowie Biotankstellennetz ein. Das Projekt Bio+Erdgas (Aufreinigen des Biogases auf Erdgasqualität, Einspeisung ins Netz und Verwendung als Kraftstoff über ein Zertifikatsystem) wurde gleich mehrfach ausgezeichnet (<http://www.salzburg-ag.at/Aktuell.2491.0.html>).

## 10 Bewertung der Nutzungspfade

### 10.1 Wirtschaftlichkeit

Im Folgenden werden zwei Vergleichsrechnung angestellt. Diese sagen nichts aus über die Wirtschaftlichkeit der zusammengeschlossenen drei Biogasanlagen in den beiden Regionen, bzw. ob diese von Haus aus wirtschaftlich sind. Ziel der Berechnungen ist es darzustellen, wie sich bei der Veränderung der Gasnutzung (Rohrleitung, zentrale Aufbereitung oder Verstromung) der Betriebserfolg ändern würde.

Bei den Kosten werden für die verschiedenen Anlagenteile jeweils die Kapitalkosten und die laufenden Betriebskosten gerechnet. Der Arbeitsaufwand wurde nicht berücksichtigt. In der Rohgasleitung wurde ein Verlust von 2 % Biogas angesetzt.

Die Kapitalkosten sind für 15 Jahre (Gasbrenner, Rohgasleitung) bzw. 7 Jahre (BHKW) Nutzungsdauer und 6 % Zinssatz ermittelt.

#### 10.1.1 Zentrale Verstromung mit Wärmenutzung in Dornbirn

Im Fallbeispiel Dornbirn (vgl. Kapitel 9.3.1) werden die BHKWs in drei Einzelanlagen durch ein zentrales BHKW am Standort eines Biomasse-Heizwerkes ersetzt. Die Kosten gehen für diesen Bereich zurück. Weiters muss eine Ersatzheizung (kalkulatorisch wurden Gasbrenner angesetzt) wegen der fehlenden Prozesswärme bei den Biogasanlagen kalkuliert werden.

Der Stromertrag in der Planvariante geht trotz des höheren elektrischen Wirkungsgrades bei 350 kW Anschlussleistung wegen dem geringeren Ökostromtarif (> 250 kW) etwas zurück. Wesentlich ist, dass der Wärmenutzungsgrad von 7 auf 44 % ansteigt und somit ein wesentlich höherer Erlös aus dem Wärmeverkauf erzielt wird.

Sonstige Kosten, wie die Gaswaschtrocknung, Rohrleitungen etc. steigen ebenfalls an. In Summe zeigt das Modelbeispiel aber, dass die Erlöse stärker ansteigen, als die zusätzlichen Kosten und sich so die Erträge durch den Zusammenschluss verbessern ließen.

Betrachtet man die Kosten der zentralen Strom- und Wärmeproduktion so ergeben sich 1,5 ct/kWh bezogen auf den Energiegehalt von Biogas.

**Tabelle 18: Modellkalkulation für ein zentrales BHKW mit 350 kW Leistung und bestmöglicher Wärmeverwertung am Standort Dornbirn (Eder, 2009)**

		IST 3 Einzelanlagen	PLANUNG 1 gemeinsames BHKW
<b>Differenz Jahreskosten BHKW</b>		-	<b>20.818</b>
Investitionssumme BHKW		330.000	235.000
Kapitalkosten BHKW		59.115	42.097
laufende Kosten BHKW		13.200	9.400
Jährliche Kosten BHKW		72.315	51.497
<b>Differenz Jahreskosten Fermenterheizung mit Gasbrenner</b>			<b>22.336</b>
Investitionssumme Gasbrenner			12.000
Kapitalkosten Gasbrenner			1.236
laufende Kosten Gasbrenner			300
Jährliche Kosten Gasbrenner			1.536
Gaskosten			20.800
<b>Differenz Stromverkauf</b>		-	<b>28.919</b>
Biogasproduktion	m <sup>3</sup>	1.463.000	1.433.740
Stromproduktion	kWh	2.808.000	2.944.512
Stromverkauf		440.856	411.937
<b>Differenz Wärmenutzung</b>			<b>90.199</b>
Wärmeproduktion	kWh	3.981.000	3.785.931
Wärmeverkauf	kWh	590.000	3.596.635
Erlös Wärmeverkauf		17.700	107.899
<b>Gaswaschtrocknung</b>	<b>EUR/m<sup>3</sup></b>		<b>10.466</b>
<b>Kosten Rohrleitungen</b>			<b>36.019</b>
Investitionssumme Rohrleitung			236.000
Kapitalkosten Rohrleitungen			24.299
laufende Kosten Rohrleitungen			11.720
<b>Änderungen Kosten</b>			<b>48.003</b>
Einsparungen BHKW		-	20.818
Fermenterheizung			22.336
Gaswaschtrocknung			10.466
Rohrleitungen			36.019
<b>Änderungen Erträge</b>			<b>61.280</b>
Stromverkauf		-	28.919
Wärmeverkauf			90.199
<b>Differenz</b>			<b>13.277</b>

Als Differenz für die Region Dornbirn ergibt sich durch die zentrale Strom- und Wärmeproduktion aus Biogas eine Erlösverbesserung von 13 277 EUR pro Jahr bei einer installierten Leistung von 360 kW. Dies entspricht 2,6 % des Rohertrages für Strom und Wärme.

### **10.1.2 Zentrale Aufbereitung von Biogas in Rankweil-Feldkirch**

Im Fallbeispiel Rankweil-Feldkirch (vgl. 9.4.3) werden drei einzelne BHKWs durch eine Rohgasleitung mit zentraler Biogasaufbereitung ersetzt. Dadurch kommt es zu einer Verteuerung der Biogasverwertung in Form der Aufbereitungsanlage. Für das aufbereitete Biomethan wird ein Erlös von 8 ct/kWh angesetzt.

Die wirtschaftliche Bewertung in der Region Feldkirch ist in der folgenden Tabelle zu sehen.

**Tabelle 19: Modellkalkulation für eine zentrale Biogasaufbereitung von 380 m<sup>3</sup>/h Biogas und Einspeisung ins Erdgasnetz am Standort Rankweil-Feldkirch (Eder, 2009)**

		IST	PLANUNG
		3 Einzelanlagen	1 gemeinsames BHKW
<b>Differenz Jahreskosten BHKW</b>			<b>106.500</b>
Investitionssumme BHKW		486.000	
Kapitalkosten BHKW		87.060	-
laufende Kosten BHKW		19.440	-
Jährliche Kosten BHKW		106.500	-
<b>Differenz Jahreskosten Gasreinigung</b>			<b>274.786</b>
Investitionssumme Gasreinigung			1.620.000
Kapitalkosten Gasreinigung			166.800
laufende Kosten Gasreinigung			107.987
Jährliche Kosten Gasreinigung			274.786
<b>Differenz Jahreskosten Fermenterheizung mit Gasbrenner</b>			<b>35.719</b>
Investitionssumme Gasbrenner			15.000
Kapitalkosten Gasbrenner			1.544
laufende Kosten Gasbrenner			375
Jährliche Kosten Gasbrenner			1.919
Gaskosten			33.800
<b>Differenz Stromverkauf</b>			<b>814.359</b>
Biogasproduktion	m <sup>3</sup>	2.577.000	
Stromproduktion	kWh	5.187.000	
Stromverkauf		814.359	-
<b>Differenz Gasverkauf</b>			<b>1.079.866</b>
Biogasproduktion	m <sup>3</sup>		2.577.000
Gaseinspeisung	m <sup>3</sup>		1.349.833
Gasverkauf			1.079.866
<b>Differenz Wärmenutzung</b>			<b>12.000</b>
Wärmeproduktion	kWh	6.766.000	
Wärmeverkauf	kWh	400.000	-
Erlös Wärmeverkauf		12.000	-
<b>Gaswaschtrocknung</b>	<b>EUR/m<sup>3</sup></b>		<b>18.812</b>
<b>Kosten Rohrleitungen</b>			<b>15.750</b>
Investitionssumme Rohrleitung			98.000
Kapitalkosten Rohrleitungen			10.090
laufende Kosten Rohrleitungen			5.660
<b>Änderungen Kosten</b>			<b>238.569</b>
Einsparungen BHKW		-	106.500
Fermenterheizung			35.719
Gaswaschtrocknung			18.812
Rohrleitungen			15.750
Gasaufbereitung			274.786
<b>Änderungen Erträge</b>			<b>253.507</b>
Stromverkauf		-	814.359
Wärmeverkauf		-	12.000
Gasverkauf			1.079.866
<b>Differenz</b>			<b>14.939</b>

Weitere Kostenerhöhungen ergeben sich aus der Gaswaschtrocknung, der Rohrleitung und der alternative Fermenterheizung, da am Standort der Biogasanlagen keine Abwärme mehr anfällt.

Die Erlöse aus dem Verkauf des Biomethan zu den angesetzten Preisen übersteigen den Kostenanstieg und führen so zu einem positiven Ergebnis der Umstellung auf die zentrale Aufbereitung. Allerdings ist das Ergebnis äußerst knapp bei den hohen Summen.

### 10.1.3 Resümee Wirtschaftlichkeit

Vergleicht man die Kosten der Biogasverwertung in den beiden Regionen (KWK oder Biogasaufbereitung) mit den jeweiligen Roherlösen, so zeigt sich ein interessantes Bild.

**Tabelle 20: Vergleich der Kosten/Roherlöse pro kWh eingesetzten Biogases**

	Kraft-Wärme Dornbirn	Gasaufbereitung Rankweil-Feldkirch
Kosten in ct/kWh	1,5	2,0
Roherlös in ct/kWh	6,4	7,4
Differenz in ct/kWh	4,9	5,4

Dieser Vergleich klammert die Kosten der Biogasproduktion aus und vergleicht nur die anschließende Nutzung des Biogases mit den Roherlösen aus Strom/Wärme oder Biomethan. Die Differenz ergibt einen Überschuss, der zur Abdeckung der Kosten der Biogaserzeugung zur Verfügung steht. Der höhere Überschuss bei der Gasaufbereitung gilt nur für diese beschriebene regionale Variante. Das bessere Ergebnis hängt auch mit der größeren Gasmenge von 380 Nm<sup>3</sup> in Rankweil-Feldkirch gegenüber nur 180 Nm<sup>3</sup> in Dornbirn zusammen. Umgekehrt zeigt das Ergebnis auch, dass für die Amortisation der teuren Investition für die Gasaufbereitung hohe Durchsatzmengen an Biogas notwendig sind.

## 10.2 Energieeffizienz und CO<sub>2</sub>-Einsparung

Der folgende Vergleich zeigt das CO<sub>2</sub>-Einsparungspotential durch die verschiedenen grundsätzlich möglichen Nutzungspfade von Biogas:

- Dezentrale Blockheizkraftwerke (BHKWs) mit geringer Wärmenutzung (15 %)
- Zentrale Blockheizkraftwerke (inkl. Rohgasleitungen) mit maximierter Wärmenutzung (44 %)

- Aufbereitung des Biogases und zentrale Blockheizkraftwerke mit maximierter Wärmenutzung
- Aufbereitung des Biogases und Verkauf an Privatkunden für Heizungszwecke

Durch den Biogaseinsatz werden unterschiedliche Endenergien wie Strom oder Wärme aus nicht erneuerbaren Primärenergieträgern ersetzt. Diese sind entsprechend mit CO<sub>2</sub>-Äquivalenten zu bewerten. Hierfür wurden Werte des Energieinstitutes (2008) eingesetzt. Strom ist hier aufgrund des höheren Primärenergieeinsatzes höher anzusetzen. Im Vorarlberger Strommix der VKW besteht noch eine Lücke von 17,2 % an Strom der aus dem europäischen Netz bezogen wird und durch Strom aus Biogas ersetzt werden könnte. Dieser UCTE-Mix wurde mit 0,45 t CO<sub>2</sub>/MWh bewertet. Das CO<sub>2</sub>-Äquivalent für Wärme wurde mit 0,20 t CO<sub>2</sub>/MWh für Erdgas festgelegt.

Bei der Einspeisung ins Erdgasnetz gehen durch die Aufbereitung und Verdichtung des Biogases auf Erdgasniveau, zB mittels des Druckwechsel-Adsorptions-Verfahrens und anschließender Verdichtung, 16,9 % der Primärenergie verloren (HEINEN 2008, S. 537).

Beim Vergleich zwischen einer dezentralen Verstromung von Biogas mit nur 15 % thermischen Nutzungsgrad (ohne Aufbereitung), einer zentraler Verstromung mit angenommenen 44 % thermischem Nutzungsgrad und der Wärmeerzeugung in Gasthermen ergeben sich deutlich höhere CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotentiale.

**Tabelle 21: CO<sub>2</sub>-Reduktion durch Biogas bei unterschiedlichen Biogasnutzungspfaden**

Gasmenge pro Jahr in m <sup>3</sup>	25 046 570	CO <sub>2</sub> -Äquival Strom in t/MWh		0,45
Energiegehalt kWh/m <sup>3</sup>	5,74	CO <sub>2</sub> -Äquival Wärme in t/MWh		0,2
		Primärenergieverlust Aufbereitung		16,90 %
	BHKW dezentral	BHKW nach Gas-aufbereitung	BHKW über Rohgasleitung	Heizung mit Aufbereitung
Primärenergieeinsatz in MWh	143 767	143 767	143 767	143 767
abzüglich Aufbereitungsverlust	143 767	119 471	143 767	119 471
WG elektrisch	35 %	38 %	38 %	
WG thermisch	15 %	44 %	44 %	95 %
Strom in MWh	50 319	45 399	54 632	

Nutzwärme in MWh	21 565	52 567	63 258	113 497
<b>CO<sub>2</sub>-Vermeidung in Tonnen gesamt</b>	<b>26 956</b>	<b>30 943</b>	<b>37 236</b>	<b>22 699</b>

Methode lt. Heinen 2008, S.537

Je nach Nutzungspfad liegen die CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch den Ersatz fossiler Energieträger zwischen 22 700 t für die Wärmebereitstellung über Heizthermen und 37 200 t bei Verstromung und sehr guter Ausnutzung der Abwärme. In der Realität wird sich ein Mix verschiedener Nutzungspfade, ausgehend von den derzeitigen dezentralen BHKWs

### 10.3 Umsetzbarkeit und verlässliche Energieabnahme

Für zukünftige Anlagen ist eine verlässliche Abnahme oder Verwertung des Gases mit einem Brennstoffnutzungsgrad von mindestens 60 % notwendig, um die garantierten Ökostromtarife zu bekommen (Ökostromverordnung 2008).

Die Vorgangsweise bei der Umsetzbarkeit lässt sich in zwei Teile gliedern. Die Biogasproduktion einerseits und die Biogasnutzung andererseits. Hat sich ein Landwirt oder eine Gemeinschaft von Landwirten entschlossen Biogas zu erzeugen, brauchen Sie in Zukunft einen Partner, der Ihnen neben dem Strom auch die Wärme abnimmt. In diesen Fällen bedarf es neben der Anmeldung als Ökostromlieferant eines zusätzlichen Wärmenutzungskonzeptes, welches über die bisherigen Beispiele in Vorarlberg hinausgeht.

Um diesen geforderten Mindestnutzungsgrad zu erreichen, wird der Generator möglicherweise nicht am Hof, sondern am Ort des Wärmebedarfs liegen. Hier bieten sich zB Biomasseheizwerke, Schulen, Hotels, Krankenhäuser, Altersheime oder ähnliche Einrichtungen für die Wärmeabnahme an. Sie unterscheiden sich allerdings im Jahresverlauf der Wärmeabnahme. Somit wird eine Partnerschaft mit gesicherten Erträgen für die Dauer der Ökostromlaufzeit von 10 (+2) Jahre aufgebaut werden. Nach Auslaufen der Ökostromregelung ist davon auszugehen, dass die Einspeistarife auf das Marktniveau sinken werden und damit die Wirtschaftlichkeit in Frage gestellt werden könnte.

Für Biogasproduzenten könnte sich in Zukunft, so wie das in Deutschland inzwischen Stand der Technik ist, auch die Möglichkeit der Aufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz anbieten. Grundlage ist die relative Nähe einer Mitteldruckgasleitung mit ausreichenden Durchflussraten.

Für die Einspeisung gibt es derzeit in Österreich noch keine gesetzliche Regelung. Daher ist eine privatrechtliche Vereinbarung mit der Erdgasgesellschaft als Abnehmer notwendig. In Vorarlberg könnte ein teilweise erneuerbares Biomethan-Ergasgemisch für Privathaushalte

angeboten werden. Sofern die Gesteungskosten für den Biomethananteil (Biogaserzeugung, Aufbereitung und Einspeisung) durch einen erhöhten Abgabepreis gegenüber dem Standard-Erdgaspreis kalkulierbar sind, wäre eine langfristige Vereinbarung möglich. Hier könnte die Wohnbauförderungsrichtlinie eine wichtige Rolle spielen, insofern sie nämlich in Zukunft erneuerbare Energieträger klar bevorzugt.

Die Nutzung des eingespeisten Biomethans durch die Ergasgesellschaft ist grundsätzlich genauso universell möglich wie Erdgas selber. Als erneuerbarer Energieträger könnte das Biomethan auch für die Ökostromerzeugung und Abwärmenutzung eingesetzt werden.

Die Verwendung von Biomethan aus dem Erdgasnetz wird durch eine buchhalterische Verrechnung der Einspeisung zugerechnet (virtueller Einsatz).

## 11 Abschlussworkshop

Am 24. Juni 2009 fand der Abschlussworkshop zum Projekt statt bei dem die Rohergebnisse präsentiert wurden. Folgende Teilnehmer waren vertreten:

- Ing. Erwin Kopf, Vorarlberger Erdgasgesellschaft
- Tobias Ilg, Biogaserzeuger und Sprecher des Arbeitskreises Biogas
- DI Christian Vögel, Amt der Vorarlberger Landesregierung
- DI Andreas Weratschnigg, Landwirtschaftskammer Vorarlberg
- Mag. Matyas Scheibler, Projektteam
- Egon Arnold und Mitarbeiter, AAT Biogas
- DI Dr. Richard Dietrich, NLE



**Abbildung 18:** Teilnehmer der Werkstatt Biogas (Energiezukunft Vorarlberg) waren auch beim Abschlussworkshop beteiligt

Die wichtigsten Diskussionspunkte waren:

- Zugrunde gelegte Kennziffern wie Jahresbetriebsstunden, Wärmewirkungsgrade bzw. -nutzungsgrade, Methananteile im Erdgas/Biogas, etc. als Basis der Wirtschaftlichkeitsberechnungen.
- Verfahrenstechnische Besonderheiten bei der Nutzung von NAWAROs oder Cofermenten und mögliche Erhöhung der Investitionskosten
- Auslegung von Rohgasleitungen, Kostenkalkulationen, Biogas-Aufbereitung, Anlagenbetrieb, etc.
- Bewertung von Cofermenten und ihre Bedeutung für die Wirtschaftlichkeit
- Einspeisemöglichkeiten ins Erdgasnetz
- Einsatz von Grassilagen im Silosperrgebiet
- Kostenvergleich zwischen reinen Gülle- und kombinierten Gülle-NAWARO-Anlagen
- Kosten der Gülleausbringung

## 12 Empfehlungen

Die nachfolgenden Empfehlungen sollen als grundsätzliche Handlungsanleitungen für die Weiterentwicklung der Biogaserzeugung in Vorarlberg dienen. Die besondere Situation in Vorarlberg (räumliche Distanzen, begrenztes Flächenangebot, etc.) erfordert eine angepasste Weiterentwicklung.

1. Nur der weitere Ausbau der Nutzung von Gülle, Gras- und Maissilage kann eine Steigerung der Biogasproduktion in Vorarlberg bewirken. Diese Mengen sind bereits über die Landwirtschaft verstreut und wegen fehlender Mengen kaum mehr wie bisher in Einzelbetrieben zu verwerten. Demzufolge ist eine umfassendere Rohplanung für die interessanten Standorte notwendig. Diese Rohplanung muss auch die Gasnutzung inkl. der Abwärme mit einschließen und sollte analog den Vorstudien für Biomasseheizwerke und Leitungsnetze von der öffentlichen Hand gefördert werden.
2. Die Wirtschaftlichkeit der Biogasproduktion ist derzeit sicherlich kritisch. Die Ökostromtarife liegen unter jenen in Deutschland und bieten derzeit keine Planungssicherheit. Über die Grundvergütung hinaus wäre für Vorarlberg (Österreich) die Einführung eines Güllebonus, nach dem Vorbild des Deutschen Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG 2009), dringend notwendig. Ebenso könnte ein KWK-Bonus wie in Deutschland den weiteren Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung voranbringen.
3. Gülle steht im Gegensatz zu Gras- und Maissilage kostenlos zur Verfügung liefert aber nur begrenzte Gaserträge. Anfallende Transportkosten müssen durch eine überlegte Standortwahl und eine optimierte Logistik minimiert werden. Im Gegensatz zu vielen bereits existierenden Anlagen kann die Wirtschaftlichkeit nicht mehr auf Entsorgungserlösen für biogene Reststoffe aufgebaut werden. Ab nun sind die Erlöse der Verstromung und der umfassenden **Abwärmenutzung** entscheidend.
4. Ein Güllebonus könnte den notwendigen Anstoß geben, dass mehrere Landwirte ihre Gülle gemeinsam verwerten. Dies könnte eventuell sogar mit einer Verbesserung der Güllelogistik durch eine gezielte Neumechanisierung einhergehen. Umgekehrt stellt Gülle eine unkontrollierte Emissionsquelle dar und kann bei der Ausbringung, besonders in touristisch interessanten Regionen, zu unangenehmer Geruchsbelästigung führen.
5. Für den Fall der Biogasaufbereitung und Einspeisung ins Erdgasnetz sind transparente Detailkalkulationen für die Schnittstellendefinition notwendig, um für die

beteiligten Partner faire wirtschaftliche Voraussetzungen zu schaffen. Die VEG ist hier in Vorarlberg ein kompetenter und interessierter Partner für die Landwirtschaft.

6. Wichtig erscheint es auch, auf die abfallwirtschaftliche Bedeutung von regionalen landwirtschaftlichen Biogasanlagen hinzuweisen. Es macht Sinn, örtlich anfallende außerlandwirtschaftliche Cofermente in gesicherter Qualität in diesen Biogasanlagen zu verwerten (Obsttrester, Rasenschnitt, etc.) und so den Stoffkreislauf über die Düngung wieder zu schließen. Sobald diese aber eingesetzt werden, reduzieren sich die derzeitigen Einspeistarife um 30 % und verunmöglichen einen wirtschaftlichen Betrieb. Dies stellt einen gewissen umweltpolitischen Widerspruch dar, der für die nächste Generation an Biogasanlagen in Vorarlberg, zB durch eine Höchstmengenregelung, aufgelöst werden sollte.
7. Eine Beteiligung möglichst vieler Landwirte am weiteren Ausbau der Biogasnutzung hängt von den finanziellen Anreizen und der voraussichtlichen Wirtschaftlichkeit ab. Hier spielt das Ökostromgesetz eine zentrale Rolle, welches derzeit für eine Novellierung ansteht. Darüber hinaus spielen natürlich viele betriebliche und auch persönliche Gründe mit, wenn es um eine solche Entscheidung geht. Durch die angesprochenen Roh- oder Vorplanungen sowie regionale Interessenerhebungen sollten die Entwicklungsmöglichkeiten in einzelnen Dörfern und Regionen weiter aufbereitet werden.

## 13 Die nächsten Schritte

Im Programm „Energiezukunft des Landes Vorarlberg“ (2008 – 2009) sind viele strategisch wichtige Vorschläge für die Weiterentwicklung in der Werkstatt Biogas gemacht worden. Da die meisten Autoren dieser Studie in diesem Projekt ehrenamtlich mitgearbeitet haben, gibt es folglich in diesem Kapitel einen hohen Überschneidungsgrad mit den dortigen Empfehlungen.

In Abfolge an das sehr erfolgreiche Programm „Energiezukunft Vorarlberg“ und den Beschluss des Landtages zur Energieautonomie in Vorarlberg müssen nun konkrete Schritte unternommen werden:

### **Sicherung der Ökostromförderung und Güllebonus**

Da die Mobilisierung der Gülle in Vorarlberg im Vordergrund steht, sollte ein ergänzender Güllebonus überlegt werden. Dies hätte neben dem Energiegewinn auch gravierende Umweltauswirkungen und würde dem Image der Landwirtschaft sehr gut tun. Den erzeugbaren Strom aus der gesamten technisch nutzbaren Gülle in Vorarlberg mit 4 ct/kWh zu fördern, würde das Landesbudget pro Jahr mit ca. 950 000 EUR belasten.

### **Schaffung einer Task force Biogas**

Biogasentwicklung muss gezielt in die Hand genommen werden. Es braucht Strukturen für die Weiterentwicklung. Dies könnte mit der Bildung einer neutralen „Task force Biogas“ gelingen. Die Positionierung muss so gelingen, dass sie von der Landwirtschaft akzeptiert und genutzt wird.

### **Förderung von Vorstudien für Biogasprojekte (Rohplanung)**

Bei Biomasseheizwerken ist es heute üblich, zu Beginn einer angedachten Realisierung in einem Ort oder einer Region ein Planungsbüro mit einer Rohplanung zu beauftragen. Darauf aufbauend können dann weitere Diskussionen geführt und die Realisierung weiter vorangetrieben werden. Eine analoge Förderungsrichtlinie von Rohstudien für Biogasanlagen könnte einen entscheidenden fachlichen Zwischenschritt vor der konkreten Detailplanung darstellen.

### **Konkretisierung der Aufbereitung und Einspeisung von Biomethan**

Die VEG, mit ihrem Geschäftsführer Ing. Erwin Kopf, ist interessiert daran, Erdgas mit Biogasbeimischung (nach Aufbereitung) zu einem nachhaltigeren Energieträger weiter zu entwickeln. Dieser Entwicklungspfad ist nur bedingt vom Ökostromgesetz abhängig, da auch

andere Verwendungen des aufbereiteten Biomethans vorstellbar sind. Dazu braucht es jedoch vieler spezieller Detailabklärungen technischer und wirtschaftlicher Art, die in einer gesonderten Arbeitsgruppe „Einspeisung Biogas“ gemeinsam mit der VEG aufgearbeitet werden. Entwürfe und Vorbilder dafür liegen vor, sodass sicherlich nicht bei Null angefangen werden muss. Die VEG kann hier ihr großes Know-how im Gasbereich erfolgreich einbringen und könnte für einen Teil der zukünftigen Biogasanlagen ein verlässlicher und dauerhafter (!) Abnahmepartner sein.

### **Regionale Befragung der Landwirtschaft und Errichtung einer Pilot-Gemeinschaftsbiogasanlage**

Die Landwirtschaft in Vorarlberg ist der entscheidende Partner für die Weiterentwicklung von Biogas. Biogasproduktion als Betriebszweig oder betriebliche Beteiligung kann für sehr viele Bauernhöfe mit Viehhaltung ein zusätzliches Einkommenstandbein werden. Dies ist sogar notwendig, um das aufgezeigte Substratpotential zu nutzen.

Das Modell einer Gemeinschaftsanlage ist bisher in Vorarlberg noch nicht erfolgreich umgesetzt worden. Alle derartigen Versuche haben sich in Luft aufgelöst. Daher sollte durch eine Bedarfserhebung in verschiedensten Regionen eine Pilotregion für die exemplarische Umsetzung einer Gemeinschaftsanlage gesucht werden. Dieses Projekt sollte wissenschaftlich vorbereitet und begleitet werden, um die Erfahrungen bestmöglich auszuwerten. Weitere Bedarfserhebungen in der Landwirtschaft könnten folgen, sofern sich Interessenten aus verschiedenen Regionen in diese Richtung melden.

### **Zielsetzung der Vermeidung einer unkontrollierten Methanvergärung**

Der Prozess der kontrollierten Methangärung aus Abfallbiomasse in landwirtschaftlichen Biogasanlagen wird sich zukünftig immer mehr zur Selbstverständlichkeit entwickeln. Eine bestmögliche Ressourcennutzung wird in einem zukünftigen Szenario einer nachhaltigen Energieversorgung zur Pflicht. Die Landwirtschaft kann anders als die Abwasserreinigungsanlagen die Biogaskülle über den Nährstoffkreislauf sinnvoll einsetzen. Der Weg dorthin sollte durch Förderungen, Zielvorgaben und hoffentlich bald durch den Markt selber gegangen werden. Ergänzend könnten umweltpolitische Zielvorgaben, wie die verpflichtende Vermeidung von Methanemissionen, hilfreich sein diesen Entwicklungsprozess zu beschleunigen.

## 14 Literaturquellen

Amon Th. (1998): Reduktionspotentiale für klimarelevante Spurengase durch dezentrale Biomethanisierung in der Landwirtschaft. Band 26/1998 Schriftenreihe des BMUJF. ISBN 3-901 305-97-1.

Amon Th. (2006): Optimierung der Methanerzeugung aus Energiepflanzen mit dem Methanenergiesystem Universität für Bodenkultur. Energiesysteme der Zukunft. Wien, April 2006.

Amon Th (2008): Optimierung der Beschaffungs- und Distributionslogistik bei großen Biogasanlagen. Endbericht. Projektnr.:810695/8539. Universität für Bodenkultur, Department für Nachhaltige Agrarsysteme, Institut für Landtechnik. Jänner 2008.

Amon Th. (2008): EU-BIOGAS-Projekt. Universität für Bodenkultur Wien. In: Zeitung Nachwachsende Rohstoffe Nr. 50. Dezember 2008.

Amt der VlbG. Landesregierung (2009): Effizienzkontrolle des Konzeptes für die Verwertung getrennt gesammelter Küchenabfälle und Speisereste aus Gastronomie und Großküchen in Vorarlberg. Abteilung Abfallwirtschaft Vle, Bregenz.

Amt der Vorarlberger Landesregierung (2009): Abfallmengenmeldung gemäß §§ 17 Abs. 1 und 21 Abs. 3 AWG 2002 bzw. § 2 Abs. 1 ANVO 2003 betreffend der Verwertung organischer Reststoffe in Biogasanlagen.

Amt der VlbG. Landesregierung (2009b): Heizwerke in Vorarlberg. Email DI Christian Vögel, Abt. Wirtschaftliche Angelegenheiten am 29.5. 2009.

Amt der Vorarlberger Landesregierung (2009): Abwasserreinigungsanlagen in Vorarlberg – Jahresbericht 2008.

Anghel Radu (2009): Mikrogasnetze als interessante Option für eine bessere Wärmenutzung. Greenviroment. Vortrag: 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V. Hannover 2009.

Bala H. et al (2008): (BIO)-Gas – Inseltankstelle „Integration einer Gasaufbereitung und einer (Bio)Gastankstelle im Inselbetrieb in eine bestehende Biogasanlage. TU Wien. Energiesysteme der Zukunft. Dezember 2008.

Bensmann Martin, Jensen Dierk (2008): Europa im Fermenter. In: neue energie. November 2008.

Berenz S. et al. (2007): Konkurrenzbeziehungen zwischen der Biogaserzeugung und der tierischen Produktion. Institute of Agricultural Economics and Farm Management, Technische Universität München, Germany. September 2007.

- Bergmaier J. (2006): Biogasaufbereitung zur Einspeisung – auf dem Weg zum Demonstrationsvorhaben. PROFACTOR Produktionsforschungs-GmbH. Wien 2006.
- Biomasse-Info: Zentrum (2003): Basisdaten Biogas Deutschland. In: BIZ –Biogas 2. Auflage. August 2003.
- Bott Armin (2007): Einspeiseprojekt Laupheim der Erdgas Südwest GmbH. In: GWF Erdgas 81671 München 2007.
- Brauckmann H-J. et .al (2007): Nährstoffstromanalyse einer Biogasanlage mit Gärrestaufbereitung im Landkreis Vechta. Institut für Strukturforschung und Planung in agrarischen Intensivgebieten. Hochschule Vechta. Mitteilungen - Heft Nr. 65. November 2007.
- Braun R. (2008): Task 37- Energie aus Biogas. Institut für Umweltbiotechnologie. Universität für Bodenkultur, In: Nachwachsende Rohstoffe Nr. 49. Wien. September 2008.
- Bühler Judith (2004): Die Alpen aus Sicht junger Forschender. In: Innovationsnetzwerke "landwirtschaftliches Biogas" im Alpenraum. Eine vergleichende Studie zwischen Fallbeispielen aus Österreich (Vorarlberg) und der Schweiz. März 2004.
- Dena-Veranstaltung: Biogaseinspeisung 2009. Welchen Konzepten gehört die Zukunft? Berlin, November 2008.
- Dollmann Frank (2009): Partnerschaftliche Zusammenarbeit Landwirtschaft/Energiewirtschaft. Stadtwerke Hannover. Vortrag: 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V. Hannover 2009.
- Eder, M. (2009): Modellkalkulation für ein zentrales BHKW mit 350 kW Leistung und bestmöglicher Wärmeverwertung am Standort Dornbirn sowie Modellkalkulation für eine zentrale Biogasaufbereitung von 380 m<sup>3</sup>/h Biogas und Einspeisung ins Erdgasnetz am Standort Rankweil-Feldkirch. Email vom 23.6. 2009.
- EEG (2009): Novelle des Deutschen Erneuerbaren Energie Gesetzes. Berlin.
- Energieinstitut Vorarlberg (2008): Energieinhalt und CO<sub>2</sub>-Emissionen von Energieträgern. Email vom 29. 06. 2009.
- ENERGY& TECHNOLOGY (2006): Abschlussbericht Biogas-Initiative Südtirol. Südtiroler Bauernbund. Endbericht März 2006.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR) (2008): Biogas Basisdaten Deutschland. Stand Oktober 2008.
- Franz, P. (2008): Telefonische Mitteilung Dr. Peter Franz, Amt der VlbG. Landesregierung. 2008

Fraunhofer Institut, UMSICHT (2008): Studie bewertet Biogas- Aufbereitungstechnologien. In: gas 4. 2008.

Gerstl, M. et al. (2008): Biogas aus Grünlandbiomasse. LFZ- Raumberg Gumpenstein; BOKU Wien. In: Zeitung Nachwachsende Rohstoffe Nr. 50. Dezember 2008.

Göttlicher G. et al. (2007): Innovative Möglichkeiten der Fermenterbeheizung mit Koppelung der Stromerzeugung. In: GWF Erdgas, 81671 München 2007.

Graßmann, Nils et al. (2009): Vertragsstrukturen des Biomethanhandels im Zweivertragsmodell. Vortrag: 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V. Hannover 2009.

Grotholt, Ch. (2009): Mikrogasnetze/Nahwärmenetze in Jahrestagung Fachverband Biogas Hannover 2009. Folie11 WS 4.

Harasek, M. (2006): Biogasaufbereitung mit Membrantechnik. Technische Universität Wien, Institut für Verfahrenstechnik, Umwelttechnik und Technologische Biowissenschaften. Wien 2006.

Heinen, J., et al. (2008): Systemvergleich dezentrale Biogasnutzung versus Biogaseinspeisung. Bewertung von Verfahren zur Biogasaufbereitung und -einspeisung. In Gas-Erdgas Nr. 10 14.9. 2008.

Holzhammer, U. (2008): Gesetzliche Rahmenbedingungen für Biomethan als Kraftstoff in Deutschland. Vortrag beim Biogas Fachkongress, Graz November 2008

Hopfner-Sixt K. et al (2006): Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasausbeute aus Gährrohstoffen. Institut für Landtechnik, Department für Nachhaltige Agrarsysteme, Universität für Bodenkultur Wien, Institut für Ökologischen Landbau Wien, Institut für Nutztierwissenschaften, Department für nachhaltige Agrarsysteme, Universität für Bodenkultur Wien.

Hornbachner, D., Hutter, G., Moor, D. (2005): Biogas-Netzeinspeisung. Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen in Österreich. Forschungsprogramm im Rahmen der Energiesysteme der Zukunft, Projekt-Nr. 8077. 12. Jänner 2005.

Hornbacher D. et al. (2006): Rechtliche, wirtschaftliche und technische Voraussetzungen für die Biogas-Netzeinspeisung in Österreich. Forschungsprogramm Energiesysteme der Zukunft, Hornbacher Energie Innovation (HEI).

Hornbacher Energie Institution HEI (2008): Endbericht Gasversorgung mittels lokaler Biogas-Mikronetze. Forschungsprogramm Energiesysteme der Zukunft, Projektnummer 812786. September 2008.

INVEKOS (2006): INVEKOS Datenpool des BMLFUW. Eigene Recherche. Wien 2007.

- Kirchmayr R. et al.(2008): Biogas von alpinen Flächen. LFZ Raumberg-Gumpenstein. In: Nachwachsende Rohstoffe Nr. 49 Wien. September 2008.
- Kirchmeyr F, Brunmayr W (2005): Biogas Energieträger der Zukunft. In: ARGE Kompost & Biogas Österreich. August 2005.
- Klima: aktiv (2008): Wärmenutzung bei Biogasanlagen. In: Nachwachsende Rohstoffe Nr. 49. Wien, September 2008.
- Kopf, E. (2009): Bekanntgabe von Rohgasleitungskosten PE 110 bei unterschiedlicher Bodenbeschaffenheit (Wiese, Schotter, Asphalt), Telefonat am 17.6. 2009.
- Kranzl L., Haas R. (2008): Strategien zur optimalen Erschließung der Biomassepotenziale in Österreich bis zum Jahr 2050 mit dem Ziel einer maximalen Reduktion an Treibhausgasemissionen. Endbericht. Projektnummer 811260. TU-Wien, Energy Economics Group. September 2008.
- Kraus J. (2006): Erstmals in Österreich: Biogas im Erdgasnetz. Erdgas OÖ. Wien 2006.
- Kryvoruchko V. (2008): Lokale Biogas-Mikronetze. HEI Consulting. In: Zeitung Nachwachsende Rohstoffe Nr. 50. Dezember 2008.
- Mensing Marlies (2009): Praxisbericht 3,5 km Biogasleitung. PlanET Biogastechnik GmbH. Vortrag WS 4, 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V. Hannover 2009.
- Ökostromverordnung (2008): 59. Verordnung des Bundesministers für Wirtschaft und Arbeit, mit der Preise für die Abnahme elektrischer Energie aus Ökostromanlagen auf Grund von Verträgen festgesetzt werden. BGBl. 59/2008.
- ÖVGW (2009): Gas-Richtlinien G33: Regenerative Gase – Biogas. <http://www.ovgw.at/gas/services/shop/details?uid=6192>.
- Pölz W. et al. (2005): Biogas im Verkehrssektor; Technische Möglichkeiten, Potential und Klimarelevanz. BMVIT. Wien 2005.
- Ramesohl S. (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen. Endbericht. Jänner 2006.
- Reading (2009): Gaswärmepumpen: Innovativ, effizient, emissionsarm. Zeitung Fachverband Ingenieurbüros, 2009.
- Reinhardt G. et al. (2008): Nachhaltige Biogaserzeugung in Deutschland. IFEU Heidelberg. In: Zeitung Nachwachsende Rohstoffe Nr. 50. Dezember 2008.
- Schmalschläger Th., et al. (2007): Gasseitige Bündelung von Biogasanlagen und gemeinsame Einspeisung ins Erdgasnetz. Endbericht. Energy-21, München. November 2007.

Sidler A., MerzIn A. (2008): Biogasleitfaden. Institut für Unternehmensführung, Hochschule für Wirtschaft, Fachhochschule Nordwestschweiz: In : Schweizerischer Bauernverband.

Theißing M. (2006): Biogas-Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze, Biogas. Innovative Ansätze für die Netzeinspeisung. FH Joanneum, Studiengang Infrastrukturwirtschaft, Kapfenberg. Wien 2006.

Umweltverband der Vorarlberger Gemeinden (2007): Auswertung Gemeinden Grünschnitt. Dornbirn

Urban Wolfgang, et al. (2009): Technologien und Kosten der Biogasaufbereitung und Einspeisung in das Erdgasnetz. Ergebnisse der Markterhebung 2007–2008. Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits-, und Energietechnik (Fraunhofer UMSICHT): 46047 Oberhausen, 2009.

Urban, W. (2009): Überblick Gasaufbereitungstechnologien. Vortrag: 18. Jahrestagung des Fachverbandes Biogas e.V. Hannover. WS 1, Folie 9.

Wagner Robert (2008): Ökonomischer und energetischer Vergleich von Biogasleitungen mit Warmwasser zur besseren Wärmeverwertung. C.A.R.M.E.N. Stand Jänner 2008.

Wirkungsgrad Energieservice GmbH (2006): Biogasstudie Vorarlberg 2006. Zusammenfassung der Aktivitäten zur Ermittlung der Kenngrößen des Vorarlberger Biogasbestandes, der Einzelanlagen sowie eine Blitzlichtbetrachtung derer Prozessstabilität. Bregenz, Oktober 2006. Studie im Auftrag des Amtes der Vorarlberger Landesregierung.

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie (2006): Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse. Band 1: Gesamtergebnisse und Schlussfolgerungen. Endbericht. Wuppertal Institut, D-42004 Wuppertal.

## 15 Verzeichnisse

### 15.1 Abbildungsverzeichnis

ABBILDUNG 1:	TECHNISCHES SUBSTRATPOTENTIAL FÜR BIOGAS IN VORARLBERG UND MENGENANTEILE IN %	8
ABBILDUNG 2:	BIOGASPRODUKTION UND GENERATORNENNLEISTUNG AUF BASIS DES REGIONALEN GÜLLEPOTENTIALS SOWIE ANTEILIGER GRAS- UND MAISSILAGEN IN 13 VORARLBERGER REGIONEN...	10
ABBILDUNG 3:	ANTEIL DER TIERARTEN AM VIEHBESTAND IN VORARLBERG (INVEKOS 2006).....	21
ABBILDUNG 4:	VIEHBESTAND NACH GRÖßENKLASSEN IN VORARLBERG (INVEKOS, 2006).....	22
ABBILDUNG 5:	ZUORDNUNG DER GVE IN GEMEINDEN ZU BIOGAS-NUTZUNGSREGIONEN .....	24
ABBILDUNG 6:	KLASSIFIZIERUNG DER GEMEINDEN NACH DER FLÄCHE AN MEHRMÄDIGEN WIESEN.....	27
ABBILDUNG 7:	KLASSIFIZIERUNG DER FLÄCHE AN ACKERFLÄCHEN IN DEN GEMEINDEN.....	27
ABBILDUNG 8:	SUBSTRATPOTENTIAL FÜR BIOGAS IN VORARLBERG UND MENGENANTEILE IN %.....	35
ABBILDUNG 9:	BIOGASPOTENTIAL IN VORARLBERG UND DER GASERTRAGSANTEIL DER EINZELNEN SUBSTRATE	36
ABBILDUNG 10:	TECHNISCH NUTZBARE GÜLLEMENGEN IN DEN DEFINIERTEN REGIONEN IN TONNEN.....	38
ABBILDUNG 11:	ENERGIEFLÄCHEN IN DEN DEFINIERTEN REGIONEN IN HEKTAR .....	39
ABBILDUNG 12:	GRÖßE DER THEORETISCHEN ANLAGEN IN 13 VORARLBERGER REGIONEN BEI NUTZUNG DES GÜLLEPOTENTIALS SOWIE ANTEILIGER GRAS- UND MAISSILAGEN.....	42
ABBILDUNG 13:	GEOGRAPHISCHE VERTEILUNG DES GÜLLEPOTENTIALS SOWIE ANTEILIGER GRAS- UND MAISSILAGEN IN AUSGEWÄHLTEN REGIONEN VORARLBERGS.....	43
ABBILDUNG 14:	BESTEHENDE BIOGASANLAGEN, KLASSIFIZIERT NACH DEM EINGESPEISTEN ÖKOSTROM...	47
ABBILDUNG 15:	VERLAUF DER ROHGASLEITUNG IN DORNBIERN .....	49
ABBILDUNG 16:	BIOMASSEHEIZWERKE IN VORARLBERG > 400 kW LEISTUNG ALS MÖGLICHE GANZJÄHRIGE WÄRMEABNEHMER (AMT DER VLBG. LANDESREGIERUNG, 2009B).....	51
ABBILDUNG 17:	DARSTELLUNG DER ROHGASLEITUNG IN DER REGION FELDKIRCH-RANKWEIL, WELCHE DREI ANLAGEN VERBINDET. DER PFEIL ZEIGT DEN EINSPEISPUNKT.....	55
ABBILDUNG 18:	TEILNEHMER DER WERKSTATT BIOGAS (ENERGIEZUKUNFT VORARLBERG) WAREN AUCH BEIM ABSCHLUSSWORKSHOP BETEILIGT .....	65
FIGURE 1:	PERCENTAGE OF POTENTIAL SUBSTRATE AMOUNTS IN VORARLBERG.....	14
FIGURE 2:	BIOGAS OUTPUT USING THE TOTAL AVAILABLE REGIONAL LIQUID MANURE, GRASS AND MAIZE SILAGE IN ONE SINGLE PLANT IN 13 REGIONS OF VORARLBERG .....	16

### 15.2 Tabellenverzeichnis

TABELLE 1:	ÜBERSICHT ÜBER DIE TECHNISCH NUTZBAREN SUBSTRATMENGEN IN VORARLBERG UND DEREN ANTEIL AN DER GESAMTMENGE IN %.....	7
TABELLE 2:	ÜBERSICHT ÜBER INPUT, GASERTRAG UND ENERGIEPRODUKTION IN VORARLBERGER BIOGAS- BZW. FAULGASANLAGEN.....	8
TABELLE 3:	OVERVIEW OF THE TECHNICALLY USABLE SUBSTRATES IN VORARLBERG AN THEIR PERCENTAGE	13

TABELLE 4: ZUORDNUNG DER GEMEINDEN ZU DEN NUTZUNGSREGIONEN.....	23
TABELLE 5: ERMITTLUNG DES TECHNISCHEN WIRTSCHAFTSDÜNGERPOTENTIALS IN VORARLBERG (INVEKOS, 2006)	25
TABELLE 6: DARSTELLUNG DER REGIONALEN WIRTSCHAFTSDÜNGERPOTENTIALE UND DER BEREITS GENUTZTEN ANTEILE.....	25
TABELLE 7: FLÄCHEN UND ERTRÄGE AN NAWAROS GERUNDET FÜR DAS BIOGASPOTENTIAL VORARLBERG	28
TABELLE 8: ERMITTLUNG DER GRASSCHNITTMENGEN PRO EINWOHNER AUS EINZELERHEBUNGEN DES UMWELTVERBANDES (2007), BEARBEITET .....	31
TABELLE 9: MENGEN AN FETTABSCHIEDERINHALTSTOFFEN UND ALTSPEISEFETTEN 2008.....	32
TABELLE 10: MENGEN AN ABFÄLLEN AUS DEM LEBENSMITTELSEKTOR 2006 UND 2008 (AMT DER VLBG. LANDESREGIERUNG 2007; 2009) .....	33
TABELLE 11: ÜBERSICHT ÜBER DIE TECHNISCHEN SUBSTRATPOTENIALE IN VORARLBERG UND DEREN ANTEIL AN DER GESAMTMENGE .....	34
TABELLE 12: ÜBERSICHT ÜBER INPUT, GASERTRAG UND ENERGIEPRODUKTION IN VORARLBERGER BIOGAS-/FAULGASANLAGEN. ....	37
TABELLE 13: MENGENGERÜST IN EINIGEN BEISPIELHAFTEN REGIONEN.....	40
TABELLE 14: BIOGASERTRÄGE UND DARAUSS ABLEITBARE ENDENERGIE (STROM/WÄRME) IN 13 REGIONEN	41
TABELLE 15: ANTEIL DER IN DEN BEISPIELREGIONEN GENUTZTEN ENERGIEFLÄCHEN AN DEN GESAMTFLÄCHEN.....	44
TABELLE 16: DIMENSIONIERUNG DER ROHGASLEITUNG DORNBIERN.....	49
TABELLE 17: DIMENSIONIERUNG DER ROHGASLEITUNG IN FELDKRICH-RANKWEIL .....	55
TABELLE 18: MODELLKALKULATION FÜR EIN ZENTRALES BHKW MIT 350 kW LEISTUNG UND BESTMÖGLICHER WÄRMEVERWERTUNG AM STANDORT DORNBIERN (EDER, 2009) .....	58
TABELLE 19: MODELLKALKULATION FÜR EINE ZENTRALE BIOGASAUFBEREITUNG VON 380 M <sup>3</sup> /H BIOGAS UND EINSPEISUNG INS ERDGASNETZ AM STANDORT RANKWEIL-FELDKIRCH (EDER, 2009) .....	60
TABELLE 20: VERGLEICH DER KOSTEN/ROHERLÖSE PRO kWh EINGESETZTEN BIOGASES .....	61
TABELLE 21: CO <sub>2</sub> -REDUKTION DURCH BIOGAS BEI UNTERSCHIEDLICHEN BIOGASNUTZUNGSPFADEN.....	62
TABLE 1: INPUT, GAS YIELD AN ENERGY PRODUCTION IN VORARLBERGER BIOGAS PLANTS.....	15