

Bericht

Biogasstudie Südtirol 2008

Zusammenfassung der Aktivitäten zur Ermittlung der
Kenngrößen und Prozesskennzahlen des Südtiroler Biogasbestandes
Und
Vergleich der Biogaspraxis Südtirol mit Vorarlberg

Bozen, 07. Juli 2008

Im Auftrag der:
Autonomen Provinz Bozen – Südtirol
Abteilung 31, Landwirtschaft



Verfasser:
Technisches Büro
für Umwelt- und optimiertes
Bioressourcen-Management
6922 Wolfurt, AUT
Mátyás Scheibler*



Die Studie wurde durchgeführt von:

Projektleitung:
Mátyás Scheibler, Technisches Büro
für Umwelt- und optimiertes
Bioressourcen-Management
Frühlingstrasse 9b, 6922 Wolfurt, AUT
T 0043 644 137 80 71
matyas.scheibler@fruehlingstrasse.net

und

Erhebungsleitung:
Steger Paul
Bachrain 6
39032 Sand in Taufers

Für den Inhalt des vorliegenden Berichtes verantwortlich:
Matyas Scheibler

Auftraggeber:
Autonome Provinz Bozen – Südtirol
Abteilung 31, Landwirtschaft

Vervielfältigung nur nach Rücksprache mit dem Auftraggeber

Inhaltsverzeichnis

1	Zusammenfassung	5
2	Empfehlungen.....	6
2.1	Empfehlung zur Sicherheitstechnik.....	6
3	Einleitung	7
4	Zielvorgabe und beauftragte Leistungen der Biogasstudie.....	7
5	Ziel des Berichtes	8
6	Material und Methoden	8
6.1	Erhebung.....	8
6.2	Fragebogen.....	8
6.3	Rohdatenbank	9
6.4	Fotodokumentation.....	9
6.5	Rechnerische Methoden	9
6.5.1	Massen- und Energiebilanzen	9
6.5.2	Prozesskennzahlen	10
6.5.3	Abbaugrad organischer Trockensubstanz	10
6.5.4	Deskriptive Statistik	10
6.5.5	Schätzung der substituierten Nutzwärmemenge	11
6.5.6	Jahresnutzungsgrad bei Anlagen mit kalorischer Gasverwertung.....	11
6.5.7	Wärmeverwertungsgrad im Gesamtbestand.....	12
6.5.8	CO ₂ -Reduktion.....	12
6.6	Gülleprobenahme	13
6.7	Laborauswertungen.....	13
6.7.1	Prozessstabilität, pH-Wert, flüchtige Fettsäuren und Alkalität	13
6.7.2	Trockensubstanz und organische Substanz.....	13
6.8	Schwellenwerte für Stabilitätsindikatoren	13
7	Ergebnisse	15
7.1	Kennzahlen des Anlagenbestandes in Südtirol.....	15
7.1.1	Leistungskennzahlen.....	15
7.1.2	Betriebsformen	15
7.1.3	Anlagenbau und Anlagentypen	15
7.1.4	Anlagenerweiterungen seit Inbetriebnahme	16
7.1.5	Eingesparte Heizöläquivalente und Wärmeauskoppelung.....	16
7.1.6	Investition und Förderung	16
7.1.7	Wirtschaftlichkeit.....	17
7.2	Anlagentechnik	18
7.2.1	Rührwerke	18
7.2.2	Gastechnik	18
7.2.3	Gaskessel Kennzahlen	19
7.2.4	BHKW Kennzahlen.....	19
7.2.5	Feststoffeintragsysteme	19
7.2.6	Fermentertypen, -ausführungen und Heizsysteme.....	20
7.2.7	Hygienisierungsanlagen.....	20
7.3	Massen- und Energiebilanz	21
7.3.1	Massen- und Energiebilanz an einer Beispielanlage, individuelle Bilanz.....	21
7.3.2	Massenbilanz im Anlagenbestand.....	22
7.3.3	Energiebilanz im Anlagenbestand.....	23
7.3.4	Eigenenergiebedarf	24
7.4	CO ₂ -Einsparung.....	25
7.5	Prozessstabilität.....	25
8	Diskussion und Vergleich mit Vorarlberg.....	28
8.1	Historische Entwicklung	28
8.2	Energiekennzahlen.....	28
8.2.1	Stromproduktion	28
8.2.2	Wärmeverwertungsgrad.....	29
8.2.3	Wärmeverwertungsstrategien.....	29
8.3	Anlagentechnik	30

8.3.1	BHKW-Technik	30
8.3.2	Rührwerke	31
8.4	Massen- und Energiebilanzen	31
8.4.1	Gärstofftypen – mäßig intensive Cofermentation	32
8.5	Effektive CO ₂ -Einsparung	33
8.6	Prozessstabilität	33
8.7	Betriebswirtschaftliche Aspekte	34
8.7.1	Modell Gemeinschaftsanlagen	35
9	Ausblick Anlagenoptimierung	36
9.1	Anlagensicherheit – Stand der Technik	37
9.2	Schulungen	37
9.2.1	Passiver Schulungsteil	37
9.2.2	Aktiver Schulungsteil	37
9.3	Gründung einer Interessensgemeinschaft Biogas	38
9.4	Qualitätssicherung	38
9.5	Steigerung von Energieausbeutegraden und positiven Umwelteffekten	38
9.6	Beitrag der autonomen Regierung bzw. des Bauernbundes	39
10	Ansprechpartner	39
11	Budget und Leistungen	40
12	Weiterführende Literatur	40
13	Weiterführende Veranstaltungen	42
14	Dank	45
15	Anhänge	46
15.1	Anhang 1: Daten-Produkte der Feldstudie, Verzeichnis	46
15.2	Anhang 2: Beschreibung 5pH Werte Titration	47
15.3	Anhang 3: Abkürzungsverzeichnis	48
15.4	Anhang 4 Übersicht Rohdaten	49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Zuwachs der Biogasanlagen im Bestand Südtirol	7
Abbildung 2: Gärrohstoff Jahresumsatzanteile an der Musteranlage A03 in 2007	22
Abbildung 3: Gärrohstoff Umsatzanteile im Bestand Südtirol 2007	23
Abbildung 4: Verfahrenstechnische Parameter der Anlagen A01-A30	26
Abbildung 5: Verfahrensbiologische Parameter der Anlagen A01-A30	27
Abbildung 6: Gärrohstoff Umsatzanteile im Bestand Vorarlberg 2005/06	32

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Emissionsreferenzsysteme für die Erzeugung von Strom bzw. Wärme	12
Tabelle 2: Schwellenwerte zur Besprechung der Prozessstabilität	14
Tabelle 4: Investition und Förderungen an Biogasprojekten in Südtirol	17
Tabelle 4: Wirtschaftlichkeit des Biogasanlagenbetriebes, subjektive Einschätzung der Betreiber	17
Tabelle 5: Häufigkeit der Rührwerkstypen und Fermenter Durchmischungssysteme	18
Tabelle 6: Soll-Ist Vergleich der Energiebilanz im Anlagenbestand Südtirol 2007	23
Tabelle 7: Durchschnittliche Prozessstabilität	25
Tabelle 8: Vergleich ausgewählter Biogasbestandskennzahlen	28
Tabelle 9: Vergleich ausgewählter Energiekennzahlen, Strom und Wärme	29
Tabelle 10: Vergleich Häufigkeit der gängigen Wärmeverwertungsstrategien	30
Tabelle 11: Vergleich der Inputströme und der berechneten Gas- und Energieanteile	33
Tabelle 12: Vergleich der Prozesskennzahlen, Mittelwerte der Einzeluntersuchungen	34
Tabelle 14: Vergleich Investition und Förderung	35

1 Zusammenfassung

Mit der Studie sind die Stammdaten von 30 landwirtschaftlichen Biogasanlagen für die Betriebsjahre 2007/08 in Südtirol erfasst worden. Umfangreiche Prozesskennzahlen und Betriebsdaten dieser Anlagen liegen auf Datenträger für tiefer gehende Betrachtungen vor. Der vorliegende Bericht beschränkt sich auf die Besprechung einiger markanter Ergebnisse. Eine Empfehlung (gleich nachstehend) zur Überwachung, Steuerung und Optimierung der Anlagen wird aus den Ergebnissen der Prozessstabilitätsanalysen abgeleitet.

Die landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Südtirol speisten in 2007 rund 11.900 MWh Grünstrom in die Netze der örtlichen Energieversorger ein. Im Jahr 2007 wurden 12.955 MWh Strom erzeugt. Das entspricht einer CO₂-Reduktion von 5.830 t/a. 1.000 MWh/a werden als Deckung des Eigenbedarfes zurückgehalten. In 2008 sind mit zwei Neuanlagen rund 16.750 MWh Produktion geplant. Gemessen an der BHKW-Anschlussleistung sind 28,74% Auslastungsreserven vorhanden. Verfahrenstechnisch haben 23 Anlagen große Reserven.

Acht Klein-Biogasanlagen betreiben Gasbrenner und stellen keinen Strom her. Vier Gemeinschaftsanlagen (ab 2008 fünf) stellen mehr als 70% der Energie, nämlich Strom und Fernwärme, her. 66% der theoretisch verfügbaren BHKW-Nutzwärme können tatsächlich verwertet werden. Zwei Biogas-Genossenschaften können kaum oder wenig BHKW-Wärme auskoppeln. Die größere führt etwa gleich viel potentielle Nutzwärme über Tischkühler an die Umgebung ab, wie insgesamt in Südtirol Biogawärme verwertet wird.

Der Stand der Technik ist vor allem bei den Neuanlagen eindrucksvoll, wenn auch nicht immer fehlerfrei zum Einsatz gekommen. Viele Altanlagen arbeiten mit sehr einfachen oder teilweise etwas überholten Techniken. Die Gas-Sicherheitstechnik ist an einigen Anlagen mangelhaft. Hier besteht teilweise dringender Handlungsbedarf. An einigen Anlagen haben Rührwerke, Blockheizkraftwerke oder Hemmungen im verfahrenstechnischen Prozess zu Betriebsunterbrechungen geführt.

Der biologische Prozess wird nur an 5 Anlagen regelmäßig überwacht. Die übrigen Anlagen werden sozusagen im verfahrenstechnischen „Blindflug“ geführt, was bei überdimensionierten Fermentern nur selten Probleme bereitet. Bei saisonal stark ausgelasteten Anlagen hingegen wäre eine regelmäßige Überwachung der Prozessstabilität zeitgemäß, professionell und ertragsteigernd.

In einzelnen Fällen ist aus den individuellen Massen- und Energiebilanzen oder aus dem 5pHW-Test ein Beratungsbedarf für Betriebsführung und Prozessoptimierung abzuleiten. Das Erhebungsteam bot bereits bei der Erhebung manchen Betreibern die Möglichkeit an, spontan und ambulant verfahrenstechnische Fragen zu klären. 26 Betreiber sind an Einzelberatungen oder Schulungen interessiert.

Einige Anlagenbetreiber zeigen eine vorbildhafte Betriebsführung. Hier wäre ein „best practice“ Modell als Grundlage für eine Qualitätssicherung abzuleiten, was Teil der Empfehlungen ist.

Die durchschnittliche spezifische Investition ist im Vergleich zu Vorarlberg hoch. Die Einnahmen bzw. Energieeinsparungen sind momentan durch die volatile Stromvergütung bzw. durch die zurzeit besonders lohnende Heizölsubstitution ausreichend (im Durchschnitt um 20% höher als in Vorarlberg). Bei einigen Anlagen ist in Anbetracht der getätigten Investition die Vollausslastung anzustreben.

Auf Basis der gleich lautenden Studie und der damit verfügbaren Daten des Vorarlberger Anlagenbestandes wird im vorliegenden Bericht, im Diskussionsteil (ab Kapitel 8), ein Vergleich einiger ausgewählter Aspekte angestellt, und der Erfahrungsaustausch zwischen den beiden Biogasregionen angeregt. In Vorarlberg sind die Biogasanlagen tendenziell kleiner als in Südtirol dimensioniert, doch allgemein zu groß. In Vorarlberg wird stärker kofermentiert und es gibt keine Biogasgenossenschaften. In Südtirol kann eben über die Gemeinschaftsanlagen mehr Biogawärme verwertet werden. Der Wärmeverwertungsgrad ist daher doppelt so hoch wie in Vorarlberg. Eine langfristige Investitions-sicherheit fehlt in beiden Regionen. In Südtirol wird weiter ausgebaut, in Vorarlberg zurzeit nicht.

2 Empfehlungen

Nachstehende Empfehlungen beschränken sich auf folgende Optimierungsansätze:

- a) an einzelnen Anlagen (individuelle Optimierungsansätze)
 - Anlagensicherheit auf den Stand der Technik anheben
 - Betreibersprechstunden einführen (einzelne Beratungen und Schulungen)
 - Massen- und Energiebilanzen im Einzelgespräch mit dem Betreiber reflektieren

- b) im gesamten Bestand (allgemeine Bestandsoptimierungen)
 - Einführung „Pflichtenheft ordentlicher Anlagenbetrieb“ für (alle) Betreiber
 - Standardisierte Betriebsdokumentation
 - Durchführung von Betreiberschulungen (allg. Grundlagen)
 - Einführung von Beurteilungs- und Prämierungskriterien zur Steigerung von Energieausbeutegraden, z.B. durch höhere Wärmenutzung, mehr Gasausbeute bei gleich bleibender Beschickung und Vermeidung von Gas- oder Energieverlusten.

Letztere haben auch Implikationen für die gute Vernetzung unter den Anlagenbetreibern sowie mit dem Bauernbund oder diversen öffentlichen Stellen. Vielleicht können diese allgemeinen Optimierungen auch im öffentlichen Interesse angeregt und mitgetragen werden.

Individuelle Leistungssteigerung bei gleich bleibender Beschickung ist bei mindestens 10 Anlagen möglich. Durch die tägliche Erfassung der Inputmengen können genaue Bilanzen erstellt, und der verfahrenstechnische Prozess richtig geführt werden. Durch die Anwendung der 5pHW-Prozesskontrolle kann der biologische Prozess besser überwacht, die Auslastung langfristig geplant und Betriebsausfälle vorgebeugt werden.

Auf Basis dieser Betriebsdokumentation und unmittelbar zu folgernden Betriebsmaßnahmen können Energie- und Wirkungsgradverluste erkannt, vermieden und bei gleichem Input durchaus höhere Ausbeuten erzielt werden.

In Einzelfällen ist die Herstellung einer ordentlichen Nachgärung der richtige Ansatz, um sogar 10% bis 20% der vorhandenen Gärgaspotentiale zu nützen.

Allgemeine Ziele zur Erreichung einer, in Südtirol durchgängig, idealen Biogasbestandsnutzung werden primär in der Einführung eines Programms zur Betriebsbegleitung und Betreiberschulung gesehen. Damit könnte ein informeller Abgleich der besten, bewährten Betriebspraktiken erfolgen, um eine erste Form der Qualitätssicherung einzuführen. Ein vereinheitlichtes Pflichtenheft als freie Richtlinie und Orientierung für Betreiber wird daraus für die gute Betriebspraxis abgeleitet. Bei den Anlagenbetreibern wird rein über solche Wissensvermittlung und Informationsaustausch mehr Selbständigkeit und Optimierungsmotivation erzeugt.

Das übergeordnete Ziel der allgemeinen Optimierungsansätze ist somit die Stärkung der Betreiber sowie eine flächendeckende Umsetzung der optimalen Betriebspraxis (best practice).

2.1 Empfehlung zur Sicherheitstechnik

Es wird empfohlen den Altbestand an Südtiroler Biogasanlagen zumindest hinsichtlich der Gas-Sicherheitstechnik an den Stand der Technik anzugleichen. Teilweise sind gravierende sicherheitstechnische Mängel und Risiken vorzufinden, sodass vereinzelt Gefahr in Verzug besteht!

Es ist zu prüfen, welche Neuauflagen bzw. Überarbeitungen einschlägiger Richtlinien gültig sind bzw. welche vergleichbaren Standard-Werke zurzeit in Italien vorliegen oder zurzeit ausgearbeitet werden. Einschlägige Literatur-Quellen aus Österreich und Deutschland sind im Literaturverzeichnis gelistet. Die Verteilung dieser oder ähnlicher, für Italien zutreffender Richtlinien an die Anlagenbetreiber ist möglichst schnell durchzuführen.

Die betroffenen Betreiber sind zu motivieren, umgehend die Gefahrenquellen an ihren Biogasanlagen zu eliminieren.

3 Einleitung

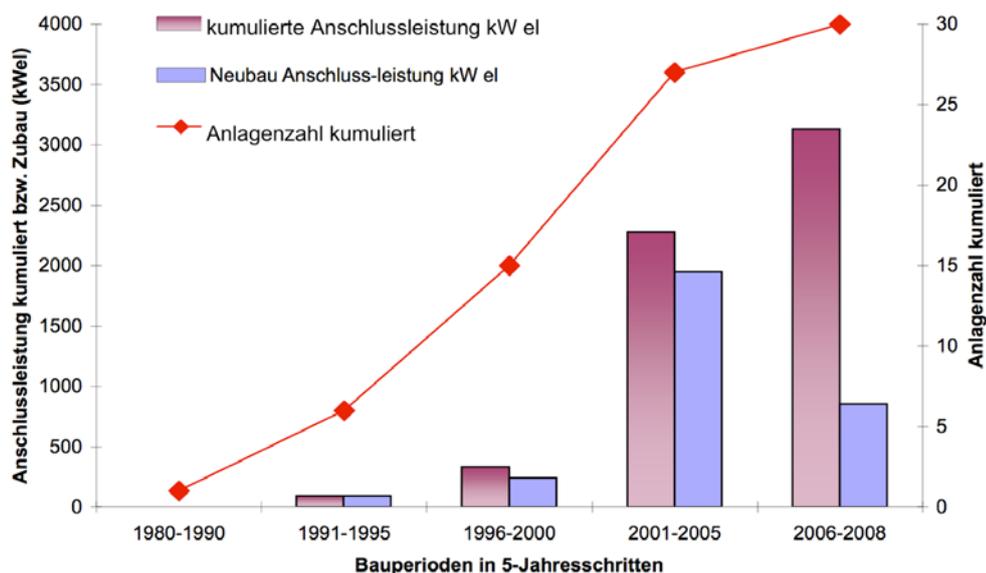
Die Studie wurde durch die Autonome Provinz Bozen – Südtirol, Abteilung 31, Landwirtschaft, am 22.06.2007 beauftragt. Anlass gebend war der mit der Grünstromzertifizierung einhergehende, starke Zuwachs seit 2001, wonach die Zahl der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Südtirol verdoppelt und die elektrische Anschlussleistung auf über 3 MW verzehnfacht wurde (Abbildung 1).

Diese Entwicklung entspricht ähnlichen Zuwächsen in anderen europäischen Biogasregionen, wo mehr oder weniger gleichzeitig staatliche Subventionsprogramme für Grünstromerzeugung implementiert wurden. Volkswirtschaftlich liegt offensichtlich ein enormes Potential in der Nutzung von Biogasenergie. In welchem Ausmaß diese Ziele jedoch in der Praxis verfehlt werden können, berichten einschlägige Sensitivitätsanalysen sowie z.T. Bilanzen aus der Betriebspraxis. Diesen zufolge liegt in der Steigerung der Gasgewinnungsrate (Gasmenge pro Einheit Inputsubstrat) das größte betriebswirtschaftliche Optimierungspotential.

Die Autonome Provinz Südtirol (Auftraggeber) strebt somit mit dieser Studie die Erstellung solider Datengrundlagen an, um einzelbetriebliche Optimierungsmaßnahmen aufzuzeigen. Die konkreten Ziele sind untenstehend, gemäß der Auftrags-Leistungsbeschreibung, zusammengefasst.

Das Technische Büro für Umwelt- und optimiertes Bioressourcen Management, Matyas Scheibler, war mit der Studie beauftragt und hat in Zusammenarbeit mit Herrn Paul Steger die Rohdatenerhebung im Februar 2008 abgeschlossen.

Abbildung 1: Zuwachs der Biogasanlagen im Bestand Südtirol anhand der Anlagenzahl und der elektrischen Anschlussleistung zwischen 1980 und 2008 in 5-Jahresabschnitten.



4 Zielvorgabe und beauftragte Leistungen der Biogasstudie

Die Studie versteht sich primär als eine Erhebung des Ist-Zustandes der Anlagen. Kennzahlen, Fakten und die jeweils vorherrschenden Prozessparameter widerspiegeln die Betriebszustände sowie die baulichen Voraussetzungen zum Zeitpunkt der Erhebung (Momentanaufnahme). Saisonale Unterschiede im Betriebs- und Beschickungsmodus einzelner Anlagen wurden nur soweit erfasst, als sie explizit vom Betreiber angegeben werden konnten.

Die nachstehende Zieldefinition wurde im Wortlaut aus dem Auftragsschreiben übernommen (siehe auch Leistungsverzeichnis, Kapitel 15.1):

1. Erhebung wesentlicher Anlagenkennzahlen (technischer Daten) an 29¹ landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Südtirol.
2. Beschreibung der verfahrenstechnischen Betriebszustände der Anlagen.
3. Aufzeigen der verfahrenstechnischen Leistungspotentiale dieser Anlagen.
4. Allgemeine Optimierungsansätze für den Gasgewinnungsprozess vorschlagen und präsentieren.
5. Vergleich ausgewählter Bestandskennzahlen mit den Ergebnissen der Biogasstudie Vorarlberg 2006.

5 Ziel des Berichtes

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Aktivitäten, welche für die Biogasstudie gemäß obenstehender Zieldefinition unternommen wurden. Damit sind die Rohdaten und die primären Auswertungsergebnisse für vergleichbare oder nachfolgende Studien reproduzierbar.

Die Auswertungsergebnisse sind in einer eigenen Datei systematisch zusammengefasst, beziehungsweise in Form von anlagenspezifischen Massen- und Energiebilanzen vorliegend. In diesem Bericht wird zusätzlich eine Auswahl an bemerkenswerten Ergebnissen präsentiert und besprochen.

6 Material und Methoden

6.1 Erhebung

Der Erhebungsprozess stand im Mittelpunkt der Studie und bot Anlagenbetreibern die Möglichkeit, ihren Biogasgewinnungsprozess mit Experten zu reflektieren. Situativ konnten Fragen geklärt, sowie ambulant kurze Beratungen vorgenommen werden.

So konnte zum Beispiel dem Betreiber mit der Anwendung der 5pHW-Methode (siehe Kapitel 6.7.1) innerhalb kurzer Zeit (30 Minuten bis wenigen Tagen) eine sichere Aussage über den Momentanzustand der Prozessführung geliefert werden. Der Betreiber bekam sozusagen in situ eine Arbeitshilfe vorgeführt, um mit einfachen Mitteln einen komplexen Prozess selbständig verstehen, steuern und verbessern zu lernen. Damit war gewissermaßen auch ein didaktischer Ansatz in der Wahl der Methoden enthalten. Dieser Ansatz hat sich bereits in Vorarlberg bewährt und das Interesse einiger Betreiber für den biologischen Prozess geweckt.

Die Erhebung der Rohdaten wurde im Zeitraum von August 2007 bis Februar 2008 durchgeführt. Pro Woche wurden etwa zwei Anlagen besucht. Dabei wurden die Anlagen besichtigt und allfällige Besonderheiten mit dem Betreiber besprochen, Proben aus dem Fermenter (resp. Nachfermenter) entnommen, Fotos gemacht und der Fragebogen gemeinsam mit dem Betreiber ausgefüllt.

Die Analyse und Auswertung der Fermenterproben erfolgte an allen Anlagen stets nach denselben Gesichtspunkten (siehe Kapitel Methoden, weiter unten). Nach Plausibilitätsprüfung der erhobenen Rohdaten wurden in Einzelfällen einige Fakten telefonisch erhoben, mit dem Betreiber besprochen und erforderlichenfalls korrigiert.

6.2 Fragebogen

Der Fragebogen und somit auch die Eingabemaske wurden in Anlehnung an einschlägige, zurzeit laufende Befragungen oder verfügbare Fachliteratur entwickelt. Somit können die Datenblöcke später mit anderen Datensätzen aus „verwandten“ Studien zusammengeführt und Aussagen überregional erhärtet oder relativiert werden.

¹ Tatsächlich wurden 30 Anlagen erhoben.

Es wurden im Zwiegespräch mit dem Anlagenbetreiber qualitative und quantitative Daten handschriftlich erhoben und später in die Excel-Rohdatentabelle eingegeben. Die Befragung zielte in ihrem Umfang auf mehr Rohdaten ab, als in der vorliegenden Studie zur statistischen Auswertung vorgesehen waren. Die Auswertung beschränkte sich auf ein paar wenige Themenschwerpunkte (siehe Kapitel Ergebnisse).

Der Fragebogen erstreckt sich über die 12 Themenkreise (z.B.: Technik, Betriebskosten, Input, Output, etc.) mit ca. 200 Fragen. Es wurden numerische Werte erhoben sowie qualitative Eingaben (kurze Texte) gemacht. Teilweise wurden, im binären Eingabesystem 0/1 oder Ja/Nein, Antworten zur weiteren Verarbeitung eingegeben. Mittels Excel-Zellenkommentaren sind Eingabewerte um Zusatzinformationen ergänzt worden.

Die ausgefüllten Fragebögen wurden in ihrer handschriftlichen Form eingescannt und auf Datenträger im Ablageordner der jeweiligen Anlage gespeichert.

6.3 Rohdatenbank

Das beauftragte Produkt der Studie stellt somit primär eine nach den Aspekten des Fragebogens (Pos. 1-12) gegliederte Datenbank im MS-EXCEL Format dar, die s.g. „Rohdatendatei“. Eine Beschreibung zur Anwendung der Rohdatendatei sowie ein Abkürzungsverzeichnis sind den 12 Arbeitsmappen vorangestellt.

Zusätzlich wurden in dieser Datei für ausgewählte Themen deskriptive Statistiken gerechnet. Jedes Datenblatt ist somit in die Bereiche "Rohdaten (gelb)" und "Auswertungen (grün)" gegliedert. In denselben EXCEL Arbeitsmappen wurde im Bereich "Auswertungen (grün)" teilweise einfache Grafiken erstellt.

Da es sich bei diesem Produkt um eine dynamisch verknüpfte MS-EXCEL Tabelle handelt, soll hier ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass sich die Ergebnisse in dieser Datei mit jeder neuen Eingabe auf der Rohdatenseite ändern!

Alle Daten wurden anonymisiert gespeichert, d.h.: jede Anlage mit einem Code versehen (Anlage 1 bis Anlage 30: A01 – A30). Für den Datenschutz und somit für die Preisgabe der Schlüsselcodes ist der Auftraggeber verantwortlich.

6.4 Fotodokumentation

Die Fotodokumentation wurde als Nebenprodukt der Studie nach folgender Systematik ausgeführt:

- Nahaufnahmen, z.B.: technische Details, Probenahme.
- Fernaufnahmen, z.B.: Überblick Hof-Anlage-Umgebung & Landschaft wie Berge, Bäume, Wiesen oder Ortsrand.
- Der Betreiber: Portrait mit persönlicher Note (sofern genehmigt).
- Charakteristikum der Anlage: bemerkenswerte Details der Anlagen

Die Bilddateien wurden nach Betreibernamen geordnet auf Datenträger gespeichert (CD- ROM, mind. 1.200-2.200 KB, im JPEG-Format; Höhe:1536 - 1920 x Breite: 2048 - 2560 Pixel). Pro Anlage wurden 5 bis 40 Bilder erstellt.

Wetterbedingt sind zu einigen Anlagen nur „verregnete“ Bilder erstellt worden.

6.5 Rechnerische Methoden

6.5.1 Massen- und Energiebilanzen

Von 28 Anlagen wurden Massen- und Energiebilanzen erstellt. Die Angaben über die Inputmengen wurden bei der Befragung erhoben. In den Massen- und Energiebilanzen (nachfolgend auch M+E Bilanzen) wurden mittels Schlussrechnungen u. a. Folgendes ermittelt:

- a) Jahresinputmenge
- b) das in den zugeführten Gärstoffen enthaltene Biogaspotential
- c) dessen Energiegehalt

d) verfahrenstechnische Prozesskennzahlen

Die Bilanzen bestätigen die Plausibilität der veranschlagten Inputmengen und deren Biogaspotential in Bezug auf die tatsächlich erzeugte Energie (Strom- bzw. Wärmemenge). Bei Abweichungen (nicht plausiblen Bilanzen) wurden in den jeweiligen Dokumenten entsprechende Anmerkungen eingefügt, welche mögliche Gründe für die Abweichungen erörtern, bzw. Vorschläge zur Betriebsoptimierung vorgebracht. Die Bilanzen streben grundsätzlich die Dokumentation der jeweiligen Betriebszustände als Momentanaufnahme an.

Die kumulierten Jahresinputmengen aller Biogasanlagen wurden in einer „Metabilanz“ zusammengeführt, um einen Soll-Referenzwert zur tatsächlich berichteten Energieproduktion zu ermitteln. Dabei wurde von einer idealen Konversion, d.h. einer optimalen Biogasumsetzung ausgegangen.

Die Bilanzen sind im MS-Excel Format erstellt worden und liegen dem Auftraggeber im *pdf Format (je Biogasanlage jeweils ein 5-seitiges Dokument) auf Datenträger vor. In diesen Dokumenten wurden auch die biologischen und verfahrenstechnischen Prozesskennzahlen erfasst und kommentiert.

Die Verteilung an die Betreiber ist auch aus didaktischen Gründen eine ausdrückliche Empfehlung der Projektleitung an den Auftraggeber. Diese Bilanzen dienen dem Betreiber der Orientierung bzw. als Diskussionsgrundlage mit Kollegen oder Experten.

6.5.2 Prozesskennzahlen

Prozesskennzahlen wie die Raumbelastung, hydraulische Verweildauer und die spezifische Gasproduktionsrate wurden anhand der Betreiberangaben über Inputmengen sowie aus einschlägiger Literatur bekannter Gärrohstoffeigenschaften (Trockensubstanz, organische Trockensubstanz, spezifisches Gaspotential, etc.) rechnerisch mittels gängigen Schlussrechnungen hergeleitet.

6.5.3 Abbaugrad organischer Trockensubstanz

Der Abbaugrad der organischen Substanz wurde nach der Ableitung 'O'Shaunessy Formula' [19] ermittelt. Es wiedergibt eine Annäherung an den Anteil (Prozent) der anaerob abgebauten organischen Substanz (volatile solids reduction, VSS) nach den Gärstufen 0-1, 1-2 oder 0-2. Hierzu wurden die oTS Werte des in der Massen- und Energiebilanz berechneten Inputgemisches, die oTS Werte der Fermenterproben bzw. die oTS Werte der Nachfermenterproben in folgende Formel eingegeben:

$$\text{Annäherung Abbaugrad [\%]} = \frac{(\text{oTS Input} - \text{oTS Output})}{(\text{oTS Input} - \text{oTS Input} * \text{oTS Output})} * 100$$

Für Anlagen mit einer Gärstufe (d.h.: ohne Nachgärung) konnte nur der Abbaugrad von der rechnerischen Inputmischung auf die Fermenterprobe (Fermenteroutput) errechnet werden, VSS 0-1.

Die mit der obenstehenden Formel ermittelten Ergebnisse wurden für die Zielerreichung der Studie als passend bewertet, wenngleich es eine mathematische Annäherung an den Abbaugrad in Prozent darstellt, bei der sich die Einheiten streng genommen nicht wegekürzen lassen. Die Ermittlung des tatsächlichen Abbaugrades erfordert eine aufwändige Massenbilanz, auf welche in der vorliegenden Studie aus pragmatischen Gründen verzichtet wurde.

6.5.4 Deskriptive Statistik

Für ausgewählte Teilbereiche des Rohdatensatzes (z.B. Fermenterbiologie) wurden Mittelwert, Minimum, Maximum, Median, Standardabweichung und Varianz im MS-Excel ermittelt. Diese Ergebnisse sind in der Rohdatendatei jeweils unter den einzelnen Teilbereichen in farblich grün gekennzeichneten Auswertungsspalten festgehalten.

Die rein deskriptive Untersuchung ermöglicht eine Momentanaufnahme der Arbeitsweise der landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Südtirol. Weder die begrenzte Stichprobenzahl noch die zeitliche Aufteilung der Probeentnahmen lassen eine absolute Aussage über die mehrjährige Betriebseffizienz der Anlagen zu, wenngleich wie folgt verschiedene Wirkungsgradberechnungen angestellt, und als Diskussionsgrundlage angeboten wurden.

6.5.5 Schätzung der substituierten Nutzwärmemenge

Die effektive Nutzwärmemenge wurde mittels Schätzverfahren ermittelt. Die Erhebungsleitung definierte zusammen mit dem Anlagenbetreiber die Menge Heizöleinsparung (Bruttoenergie) oder die Nutzenergie (wirkungsgradbereinigt, d.h.: unter Berücksichtigung fiktiver Erzeugungs- und Verteilverluste) jeweils als Jahreswärmemenge (kWh/a). Dabei wurden für die Anlagen A12, A23 und A26, wo keine Angaben für Heizöleinsparung vorlagen, die folgenden Annahmen getroffen:

- großes Wohnhaus mit 1-4 Ferienwohnungen mit ca. 200 m² bis 1.200 m² Wohnnutzfläche: durchschnittlich 100 kWh/m²*a Bruttoenergiebedarf, 70 kWh/m²*a Nutzwärmebedarf² (bei 15% Wirkungsgrad eines durchschnittlichen Ölkessels und 15% Verteilverluste).
- Heulüfter (A02) 400 kW_{th}. mit 400 Volllaststunden/a.

Sofern durch den Betreiber eine eingesparte Heizöl-Schätzmenge angegeben wurde, galt folgende Berechnung für die substituierte Nutzenergiemenge:

$$Q_{\text{nsub}} = V_{\text{HOEL}} * 10\text{kWh/l} * \eta_{\text{ö}} * \eta_{\text{v}}$$

Q_{nsub}Schätzung substituierte Nutzwärmemenge im Betrachtungszeitraum 1 Jahr, wirkungsgradbereinigt [kWh/a]
 V_{HOEL}Schätzung eingesparte HÖEL-Menge [Liter/a]
 $\eta_{\text{ö}}$Jahresnutzungsgrad eines mittelmäßigen Ölbrenners, [85%]
 η_{v}Annahme für Verluste im Wärmeverteilsystem, [15%]

6.5.6 Jahresnutzungsgrad bei Anlagen mit kalorischer Gasverwertung

Acht Biogasanlagen in Südtirol haben kein BHKW sondern ein oder mehrere Kessel mit Gasbrenner zur Warmwasseraufbereitung im Einsatz. Hier wurde vom Erhebungsleiter eine Schätzung³ für die substituierte Heizölmenge angegeben, um auf die Nutzwärmemenge aus der Gasverwertung schließen zu können. Die Jahres-Nutzwärmemenge Q_n wurde einheitlich als die im Heizöl anzunehmende Wärmemenge Q_u , multipliziert mit einem einheitlichen Jahresnutzungsgrad $\eta_{\text{ö}}$ für mittelmäßige Ölbrenner, angenommen:

$$Q_n = Q_u * \eta_{\text{ö}} \text{ [kWh/a]}$$

Q_n Nutzwärmemenge im Betrachtungszeitraum 1 Jahr, wirkungsgradbereinigt [kWh/a]
 Q_u unterer Heizwert der Schätzung für die substituierte Heizölmenge, [Liter *10kWh]
 $\eta_{\text{ö}}$Jahresnutzungsgrad eines mittelmäßigen Ölbrenners, [%]

In der Massen- und Energiebilanz (siehe Kapitel 6.5.1) wurde das in den zugeführten Gärstoffen enthaltene Biogaspotential und dessen Energiegehalt Q_{UBG} ermittelt. Schließlich wurde zur Ermittlung des Biogasanlagen-Jahresnutzungsgrades η_{BGA} folgende Annäherung getroffen:

$$\eta_{\text{BGA}} = Q_{\text{BGA}} / Q_{\text{UBG}} \text{ [%]}$$

η_{BGA}Jahresnutzungsgrad der Biogasanlage, [%]
 Q_{BGA} tatsächlich als Nutzwärme gewonnene Wärmemenge an der Biogasanlage, [kWh/a]
 Q_{UBG} unterer Heizwert des Biogaspotentials ermittelt in der M+E Bilanz, [kWh/a]

² Dieser Wert wurde als Durchschnitt an den Anlagen A10, A14, A15, A17, A22 und A24 ermittelt.

³ Basis für die Schätzung: Auflistung der mit Gas beheizten Objekte gemäß Betreiberangabe

Dabei wurde bei den 8 Anlagen ein Kessel Jahresnutzungsgrad η_K von 70-90% angenommen, teilweise lagen technische Daten vor. Der „Verlust-Faktor“ η_{FV} für die zugeführte Fermenterwärme inkl. der anzunehmenden Wärmetransport- und Verteilerverluste wurden gemäß einer Zielwertsuche ermittelt, d.h.: solange im Wert verändert, bis die veranschlagte Nutzwärmemenge Q_{nsub} mit der Jahresbilanz der Gasverbrennung Q_{BGA} übereinstimmte:

$$Q_{BGA} = Q_{uBG} * \eta_K * \eta_{FV} \approx Q_{nsub} \text{ [kWh/a]}$$

η_K Gasbrenner-Kessel Jahresnutzungsgrad, [%]
 η_{FV} Verlust-Faktor für Fermenterwärme und Wärmetransport- und Verteilerverluste, [%]

Diese Methode ist eine grobe Annäherung an die Effizienz der Gasverwertung an Anlagen mit kalorischer Gasverwertung und steht und fällt mit der Schätzung der Nutzwärmemenge Q_n . Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass dieser Ansatz lediglich als Diskussionsgrundlage dient.

6.5.7 Wärmeverwertungsgrad im Gesamtbestand

Im Vergleich zum Jahresnutzungsgrad einzelner Gaskessel (siehe Kapitel 6.5.6) beschreibt der Wärmeverwertungsgrad den Anteil der tatsächlich substituierten Nutzwärmemenge Q_{nsub} an der in 200 Heiztagen theoretisch verfügbaren Wärmemenge Q_{BGk200} , welche in der für den Gesamtbestand kumulierten Massen- und Energiebilanz (in der „Metabilanz“, siehe Kapitel 6.5.1) ermittelt wurde.

$$\eta_{total} = Q_{nsub} / Q_{BGk200}$$

η_{total} Wärmeverwertungsgrad im gesamten Anlagenbestand, [%]
 Q_{nsub}Schätzung substituierte Nutzwärmemenge im Betrachtungszeitraum 1 Jahr, wirkungsgradbereinigt [kWh/a]
 Q_{BGk200}unterer Heizwert des kumulierten Biogaspotentials in 200 Heiztagen, ermittelt in der Metabilanz, [kWh/a]

6.5.8 CO₂-Reduktion

Als Emissions-Referenzsystem für elektrische Energiebereitstellung in Südtirol wurde der UTCE-Energiemix herangezogen.

Tabelle 1: Emissionsreferenzsysteme für die Erzeugung von Strom bzw. Wärme

	CO₂-Emissionen t/GWh
Strom: UTCE-Energiemix* 2006	450
Wärme: Basis Heizöl extra leicht**	270
* UTCE-Emissionen werden ohne Berücksichtigung der Produktionsvorketten (graue Energie) ausgewiesen. Für die Energieerzeugung im EU 28 Kraftwerkspark 2010 liegt diese CO ₂ -Äquivalenz um rund 5% höher als die Emissionsmenge.	
** Umweltbundesamt, Emissionsfaktoren als Grundlage für die österreichische Luftschadstoffinventur	

Zur Ermittlung der CO₂-Reduktion im Anlagenbestand wurde angenommen, dass

- Die gesamte Stromerzeugung aus Biogas direkt den UTCE-Energiemix substituiert.
- die zugrunde gelegte, durch Betreiber oder Erhebungsleiter geschätzte, Nutzwärmemenge Heizöl extra leicht bei 85% theoretischen Kesselwirkungsgrad und 15% Verteilerverluste substituiert.

Damit ergab sich folgende Berechnungsformel für die CO₂-Reduktion:

$$M_{CO2} = W_{el} * 450 + V_{HÖEL} * 10 \text{ kWh/l} * 270 / 10^6$$

M_{CO2}Kohlendioxid Emissionseinsparung durch elektrische und kalorische Biogasnutzung [t/a]
 W_{el} Strommenge gesamt, hergestellt aus Biogas in Südtirol [GWh/a]
 $V_{HÖEL}$Schätzung eingesparte HÖEL-Menge [Liter/a]

6.6 Gülleprobenahme

An 24 von 30 Biogasanlagen wurden je nach Anzahl der Fermenter und Nachgärbehälter 1 bis 4 Proben gezogen. In Einzelfällen wurde die Probenahme sogar wiederholt. Nach Möglichkeit wurden die Proben aus der Überlaufleitung entnommen. Bei manchen Anlagen mussten Überdrucksicherung, Rührwerkskasten oder ein Mannloch geöffnet werden. Die Probeentnahmestelle wurde in den Rohdaten genau dokumentiert.

Die Substratproben wurden in 1 Liter Gefäßen, innerhalb von 1 bis maximal 6 Stunden, weitestgehend unter Luftausschluss, abgedunkelt und bei Temperaturen um ca. 0-15°C den Laborauswertungen zugeführt.

6.7 Laborauswertungen

Sämtliche Werte und Ergebnisse der Laboruntersuchungen befinden sich in der Rohdatendatei. Die rechnerischen Auswertungsergebnisse der 5pHW-Methode (wie gleich nachstehend beschrieben) wurden innerhalb weniger Tage nach Probenahme durch den Erhebungsleiter den Anlagenbetreibern weitergeleitet und erforderlichenfalls gemeinsam besprochen.

6.7.1 Prozessstabilität, pH-Wert, flüchtige Fettsäuren und Alkalität

Die Substratproben der Fermenter und Nachgärbehälter wurden in ihrem pH-Wert bestimmt.

Die pH-Pufferkapazität (Alkalität) und die Konzentration der flüchtigen Fettsäuren wurde mittels Titration nach einem Schnelltest von Dr. Richard Moosbrugger bestimmt. Der Methode liegt ein geschütztes, digitales Berechnungsprogramm zugrunde. Hiermit werden die flüchtige Fettsäurekonzentration und Karbonatpufferkapazität mit einem Computerprogramm ermittelt. Die Eingabegrößen für das Programm sind die gemessenen pH Werte bei den jeweiligen titrierten (korrespondierenden) Säuremengen an definierten 5 pH Schwellen.

Diese Methode entspricht einem Schnelltest zur Bestimmung der Prozessstabilität und erhebt nicht den Anspruch, die genaue Menge der flüchtigen Fettsäuren oder gar einzelne Fraktionen dieser Stoffwechselzwischenprodukte wiederzugeben. Die Werte werden immer relativ und nie absolut als Indikatoren der Prozessbiologie betrachtet. Einmalige Analysen lassen weder präzise Aussagen noch konkrete Betriebsanweisungen ableiten, erlauben jedoch gegebenenfalls einen Handlungsbedarf zu erkennen. Bei überhöhten Werten wurden im Zuge der Studie, teilweise die Messung unentgeltlich wiederholt oder genauere Folgeuntersuchungen (GC-Analyse) empfohlen.

Die Interpretation der Ergebnisse erfolgte somit bei der vorliegenden Studie stets unter Einbeziehung von Erfahrungswerten, die seit Einsatz der Methode in der Landwirtschaft bzw. an ähnlichen Anlagen in Vorarlberg durchgeführt wurden.

Der Einsatz dieser Methode an landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Vorarlberg, anderen österreichischen Bundesländern und Deutschland wurde seit 2002 permanent verfeinert und erlaubte bis zur Anwendung bei der vorliegenden Studie zuverlässige Aussagen über den verfahrensbioologischen Status der untersuchten Fermenter.

6.7.2 Trockensubstanz und organische Substanz

Der Trockensubstanz- (TS) und der organische Trockensubstanzgehalt (oTS) wurden über Ermittlung von Aschegehalt und Glühverlust im Trocknungs- bzw. Muffelofen gemäß einschlägiger Normen errechnet. Die Analysen wurden freundlicherweise im Labor der ARA-Pustertal zu einem Unkostenbeitrag durchgeführt.

6.8 Schwellenwerte für Stabilitätsindikatoren

Grundsätzlich lassen sich keine scharfen Grenzen zwischen überlasteten und stabil laufenden Anaerobfermentern festlegen, da die Inputqualität sowie die Art der Betriebsführung bei jedem Abbauprozess spezifische Grenzwerte zulässt.

Die meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen werden in ihrem Prozess nicht regelmäßig kontrolliert (vulgo „Blindflugganlagen“) und daher sind methodisch im vorliegenden Bericht niedrige, konservative Schwellenwerte gewählt worden (Tabelle 2) also Schwellenwerte der guten, sicheren Biogaspraxis. Diese sind gewährleistet, wenn in der Planung bereits große Reservekapazitäten ausgelegt wurden.

Tabelle 2: Schwellenwerte zur Besprechung der Prozessstabilität anhand **a.** des Abbaugrades, **b.** der verfahrenstechnischen Prozessparameter, z.B.: Raumbelastung R_b größer ($>$) $3,6 \text{ kg/m}^3\text{d}$ zeigt hier konservativ eine Schwellenwert- Überschreitung an oder hydraulische Aufenthaltszeit HRT weniger, kleiner ($<$) 25 Tage indiziert eine Schwellenwertunterschreitung. **c.** der prozessbiologischen Indikatoren gemäß der 5pH-Wert Methode, z.B.: FFS $> 3.000 \text{ mg/l}$ indiziert eine starke Belastung des Fermenters oder u.U. eine Hemmung des methanogenen Stoffwechsels.

	Einheit	Schwellenwerte
a. Abbaugrad* oTS nach 1. Gärstufe Abbaugrad* oTS nach 2. Gärstufe *gem. O'Shaunessy Formula' siehe Kapitel 6.5.3	% %	< 50% < 60%
b. Raumbelastung R_b Aufenthaltszeit HRT Gasproduktionsrate G_p	$[\text{kg oTS/m}^3\text{RV}^*\text{d}]$ $[\text{m}^3\text{RV/m}^3\text{lo}^*\text{d}]$ $[\text{m}^3 \text{ Gas/m}^3 \text{ RV}^*\text{d}]$	$> 3,6$ < 25 $> 1,8$
c. pH-Wert im Fermenter Flüchtige Fettsäuren (FFS) im Fermenter Alkalität im Fermenter	mg/l mg/l	$< 7,0$ > 3.000 < 8.000

In den Rohdaten (in der s.g. „Rohdatendatei“) wurden diese Über- oder Unterschreitungen der Schwellenwerte mittels der EXCEL-Funktion „bedingte Formatierung“ rot ausgewiesen.

Ergänzende Bemerkung: Schwellenwert Über- bzw. Unterschreitungen sind nicht immer kritisch. Sie können durchaus auch ein optimal bewirtschaftetes System beschreiben. An manchen Anlagen ist ein stabiler oder zumindest mittelfristig, scheinbar stabiler Betrieb auch durchaus bei Überschreitung dieser Schwellenwerte möglich. Sofern ein Nachfermenter (eine Nachgärung) vorhanden ist, kann der Fermenter problemlos „überlastet“ gefahren werden ohne dass Energieverluste auftreten

Der biologische Prozess wurde allgemein an landwirtschaftlichen Anlagen als recht robust (belastungsfähig) beobachtet. Nach längerfristiger Überbelastung der Fermenterbiologie (z.B. monatelanges Anhalten der FFS-Werte über 4.000 mg/ml) kann eine Adaptierung der Fermenterflora der eine spürbare Reduktion der Gasproduktion bzw. der Gasqualität festgestellt werden.

7 Ergebnisse

7.1 Kennzahlen des Anlagenbestandes in Südtirol

7.1.1 Leistungskennzahlen

In Südtirol wurden im Jahr 2007 durch 18 Biogasanlagen, gemäß Datenerhebung Studie, 12.955 MWh/a, Strom aus Biogas produziert. 11.899 MWh/a wurde als Grünstrom verkauft. Das entspricht dem Strombedarf von rund 2.600 Haushalten (Annahme bei 4.630 kWh/a*WE Strombezug). Gemeinschaftsanlagen liefern dabei über 70% der Energie.

Die aktive Gesamtanschlussleistung beträgt 3.083 kW_{el} im Jahr 2008, wobei die meisten Aggregate in der Teillast betrieben werden und dabei zwischen 6-24 Bh/d im Einsatz sind. Kein einziges Aggregat wird permanent - 365d/a - im Vollastbetrieb gefahren (>8.000 PBh/a). Der Mittelwert der BHKW-Volllaststunden in Südtirol liegt bei 4.126 PBh/a, d.h.: mit der installierten Leistung könnte bei vorliegen ausreichender Rohstoffe die doppelte Menge Strom hergestellt werden.

Bei den Gemeinschaftsanlagen (A01-A04⁴) lag die Betriebsdauer der BHKW 1 gemäß Betreiberangabe stets bei 24 BH/d. Bei Einbeziehung der BHKW 2 sowie der angegebenen Strommenge ergibt sich eine rechnerische Auslastung von durchschnittlich 15 PBh/d (Vollast-Betriebstunden pro Tag).

An 8 Biogasanlagen wurde ausschließlich Wärme hergestellt, d.h.: kein BHKW sondern ein oder mehrere Gasbrenner mit Warmwasseraufbereitung(en) betrieben. Die dabei technisch mögliche Wärmemenge⁵ beträgt 697 MWh/a. Gemäß Schätzung des Erhebungsleiters werden an diesen 8 Anlagen 36.000 Liter/a Heizöl eingespart. Der rechnerische Jahresnutzungsgrad beträgt durchschnittlich nur 37%.

7.1.2 Betriebsformen

Es werden fünf Genossenschaftsbiogasanlagen, 4 Anlagen als Einzelunternehmen und 21 Biogasanlagen pauschaliert im landwirtschaftlichen Betrieb mitgeführt.

Es sind 19 Kofermentationsanlagen in Betrieb. Zwei dieser Anlagen betreiben gemäß Inputbilanz eine besonders intensive Kofermentation, d.h. mehr als 30% der Gärstoffe sind Kosubstrate.

11 reine NaWaRo-Anlagen⁶ wurden in der Erhebung nachgewiesen. Bei einer dieser Energiebilanzen musste auf fehlende Inputangaben (u.U. Kosubstrate) geschlossen werden. 6 dieser Anlagen betreiben Gasbrenner (also keine Verstromung). Die elektrische Anschlussleistung der übrigen NaWaRo-Anlagen lag stets unter 45 kW_{el}. In Südtirol wird die Biogasnutzung auf Basis reiner NaWaRos nicht explizit gefördert.

7.1.3 Anlagenbau und Anlagentypen

15 Anlagen wurden zwischen 2001 und 2008 in Betrieb genommen (erste Stromeinspeisung). 9 Anlagen wurden zwischen 1996 und 2000 errichtet, 6 Anlagen vor 1996. Die 5 Genossenschaftsanlagen wurden alle nach 2001 errichtet.

13 Biogasanlagen führen einen einstufigen Gärprozess (Durchflussanlage). Zwei davon haben im Fermenter weniger als 26 Tage Verweildauer. 17 Biogasanlagen verfügen über einen Nachfermenter, und betreiben somit eine Speicher-Durchfluss-Anlage. Die meisten Anlagen haben nach dem Nachfermenter noch ein oder mehrere offene Güllelager. Einige Anlagen haben Zugriff auf externe, angemietete Güllelager.

⁴ A05 war zum Zeitpunkt der Erhebung noch nicht in Betrieb.

⁵ Bei einem thermischen Wirkungsgrad aller Gasbrenner von 70% und Methangehalt von 60%; ohne Verteilverluste und ohne Fermenterheizwärmebedarf.

⁶ Anlagen die zu >98 Gew.% der Gärstoffe aus landwirtschaftlichen Urprodukten (hauptsächlich Gülle) beziehen.

Alle fünf Genossenschaften haben ihre Biogasanlagen unter Einzelgewerkvergabe errichten lassen. Dabei dominierte UTS mit Komponentenlieferung an 3 Genossenschaften, Lipp und K&F rüsteten je eine Genossenschaft aus.

Die meisten Einzelanlagen wurden im Selbstbau und durch die fachliche Begleitung des Ingenieurbüros Eckhardt Schneider oder des BHKW-Ausrüsters Johann Hochreiter errichtet. Die UTS war in 5 Fällen in der Planung sowie in der Komponentenlieferung involviert. Es wurden keine (null) Anlagen schlüsselfertig von Generalunternehmern geplant und errichtet. Pfefferkorn und Zuech treten mit je einer Planung als Exoten auf.

20 Biogasanlagen werden von Absolventen einer Landwirtschaftsschule betrieben. 6 Betreiber bezeichnen sich als Autodidakten.

7.1.4 Anlagenerweiterungen seit Inbetriebnahme

2 der 28 in Betrieb befindlichen Anlagen wurden seit Inbetriebnahme erweitert.

Generell wurde über wenige Umbauarbeiten oder Anlagenerweiterungen berichtet (siehe Kapitel 8.1):

1. Anschaffung eines neuen BHKWs (bei insgesamt 3 Anlagen)
2. Anschaffung von neuen Rührwerken (bei insgesamt 2 Anlagen)
3. Nachrüstung eines Feststoffeintragsystems (an einer Anlage)
4. Wandheizung statt Bodenheizung (an einer Anlage)

7.1.5 Eingesparte Heizöläquivalente und Wärmeauskoppelung

Insgesamt wurde an allen Südtiroler Biogasanlagen eine substituierte Heizöl-Nutzwärmemenge⁷ von ca. 4.000 MWh/a geschätzt. Das entspricht einer eingesparten Heizölmenge von ca. 552 t/a.

24 der in Betrieb befindlichen Biogasanlagen geben Wärmeauskoppelung an, d.h. es kann BHKW-Abwärme oder Kesselwärme als Nutzwärme verwertet werden und dadurch andere Energieträger (häufig Heizöl) eingespart werden. 4 Anlagenbetreiber können Nutzwärme verkaufen, 2 davon (beides Genossenschaften) versorgen jeweils ein Nahwärmenetz und erhöhen damit den Wärmeverwertungsgrad⁸ im Anlagenbestand von ca. 13% auf ca. 46%. Die Genossenschaftsanlagen liefern 2.876 MWh/a Nutzwärme. Das sind 72% der Nutzwärmemenge im Gesamtbestand.

22 Anlagenbetreiber⁹ geben an, Häuser, Wohnungen oder Ferienwohnungen mit Wärme zu versorgen. Hier werden gemäß Schätzung im Durchschnitt 50,56 MWh/Anlage*a Nutzwärme verwertet.

Zwei Genossenschaftsanlagen (A02 und A03) können kaum oder gar keine Wärme verwerten, da vor Ort nicht mehr als eine Rundballentrocknung (160 MWh/a Nutzwärme) realisierbar ist. Beide Anlagen führen jährlich 3.500 MWh/a BHKW-Wärme über Tischkühler ab! In Südtirol werden insgesamt 3.728 MWh/a BHKW-Nutzwärme⁷ verwertet.

7.1.6 Investition und Förderung

Es wurden in Südtirol für 28 landwirtschaftliche Biogasanlagen mit Angaben zur Finanzierung rund 11,7 Mio. Euro netto investiert (Tabelle 3, vergleiche auch Tabelle 13). Für Biogasanlagen mit BHKW-Betrieb wurden 11,3 Mio. Euro netto investiert. Das sind im Schnitt 3.631 €/kW_{el} Anschlussleistung.

Die Investitionsförderungen betragen dabei 4,955 Mio. Euro (42,3% Anteil am Investitionsvolumen), wobei alle 28 Anlagen subventioniert wurden. 25 Anlagen davon sind vom Amt für Energieeinspeisung mit verlorenen Zuschüssen unterstützt worden (2,4 Mio. Euro, 20,5%). Weiters kamen Mittel über Förderprogramme der Abteilung Landwirtschaft (1,94 Mio. Euro, 16,6%, an 11 Anlagen), einigen

⁷ Eingesparte HÖEL-Menge bei Berücksichtigung aller Verluste, Q_{NSub} siehe Kapitel Methoden.

⁸ Wärmeverwertungsgrad, Anteil der Nutzwärme an der in 200d Heiztagen verfügbaren Abwärme, siehe Kapitel Methoden.

⁹ Einige haben zusätzlich eine Wärmenutzung für z.B.: Heutrocknung, Käserei, Melkstand

Gemeinden sowie aus dem Mutualitätsfond (180.000 Euro und 430.000 Euro; 1,5% und 3,7%; an 2 und 4 Anlagen) hinzu.

Tabelle 3: Investition und Förderungen an Biogasprojekten in Südtirol.

		Südtirol 2007	
Gesamtinvestition	Mio. €	11,7	28 Anlagen
Spezifische Investitionskosten (SI):			
SI aller je investierten BHKW-Anlagen	€/kW _{el}	3.631	25 BHKWs
SI aller aktiven BHKW-Anlagen in 2007	€/kW _{el}	4.441	20 Anlagen, davon 4 Gemeinschaftsanlagen
SI Jahresstromproduktion	€/kWh _{el}	1,64	12.955 MWh/a
SI Gemeinschaftsanlagen	€/kW _{el}	3.833 – 8.433	1,62 MW _{el}
SI Jahresstromproduktion Gemeinschaftsanlag.	€/kWh _{el}	1,15	10.242 MWh/a
Investitionsförderungen als verlorener Zuschuss	Mio. €	4,955	28 Anlagen 42,3 % _{Invest.}
Beitrag durch Amt für Energieeinspeisung	Mio. €	2,4	25 Anlagen 20,5 % _{Invest.}
Beitrag Landwirtschaftsförderung	Mio. €	1,94	11 Anlagen 16,6 % _{Invest.}
Beitrag Gemeinden	Mio. €	0,18	2 Anlagen 1,5 % _{Invest.}
Beitrag Mutualitätsfond	Mio. €	0,43	4 Anlagen 3,7 % _{Invest.}

Die Stromliefertarife entsprechen den allgemeinen Sätzen der Stromvergütung in Südtirol, d.h.: dass die Förderung der Anlagen nicht über ein dem EEG/DEU oder dem ELWOG/AUT ähnlichen „Öko-Stromvergütungsgesetz“ subventioniert wird. Die Stromabnahmepflicht ist durch den nationalen Stromversorger (GSEL) über 8 bis 12 Jahre Laufzeit der Anlagen zu garantieren. Der Strompreis setzt sich aus einem Fixtarif und den so genannten *Grün-(strom)zertifikaten* (bei Anlagen die ab dem Jahr 2000 ans Netz gegangen sind) zusammen.

Mit den *Grün-(strom)zertifikaten*, welche entsprechend marktwirtschaftlichen Gesetzmäßigkeiten auf der Energiebörse frei nachgefragt und folglich im Wert laufend neu bestimmt werden, verhandelt der Anlagenbetreiber - respektive der Stromversorger treuhändisch für den Anlagenbetreiber - die somit durchaus variablen Jahreseinnahmen. Zum Zeitpunkt der Erhebung lag in Südtirol somit der durchschnittlich geltend gemachte Tarif für Strom aus Biogas bei 17,7 ct/kWh (Min: 8,9 ct/kWh; Max: 30ct/kWh voraussichtlich für Neuanlagen ab 2008). 2006 lag in Vorarlberg der Durchschnitt bei 14,26 ct/kWh.

7.1.7 Wirtschaftlichkeit

Datengrundlagen zur Erstellung von Wirtschaftlichkeitsanalysen wurden erhoben und liegen als Rohdaten digital vor. Tabelle 4 wiedergibt nur die subjektive Einschätzung der Betreiber bezüglich der Wirtschaftlichkeit des Unterfangens.

Tabelle 4: Wirtschaftlichkeit des Biogasanlagenbetriebes, subjektive Einschätzung der Betreiber.

Subjektive Einschätzung der Betreiber	Häufigkeit Zahl der Betreiber
a. „Ja, die Biogasanlage arbeitet wirtschaftlich.“	23
b. „Ja ich denke schon, ich hoffe!“	3
c. „Nein“ oder keine Aussage zur Fragestellung	4

Die Anlagenbetreiber gaben in der Erhebung die Amortisationszeit ihrer Biogasanlage mit durchschnittlich 9 Jahren (Min: 3, Max 15 Jahre) an. Die Einnahmen einer landwirtschaftlichen Biogasanlage in Südtirol sind somit in 2007 für einen wirtschaftlichen Betrieb an den meisten Anlagen wahrscheinlich als ‚ausreichend‘ bis ‚sehr gut‘ zu bewerten (vergl. Kap. 8.7.).

7.2 Anlagentechnik

7.2.1 Rührwerke

Die durchschnittlich installierte, spezifische Rührleistung in den Hauptfermentern (F1) beträgt 20,3 W_{ei}/m^3 Fermenternutzvolumen (ähnlich wie in Vorarlberg). Der Durchschnitt in F1 und F2 liegt in Südtirol höher als in Vorarlberg bei 25,6 W_{ei}/m^3 . Die durchschnittliche Leistung eines Rührwerks im Hauptfermenter beträgt 11,3 kW_{ei} (gleich wie in Vorarlberg). Es kommen alle am Markt verfügbaren Rührwerkstypen teilweise sogar in Kombinationen zum Einsatz, Tabelle 5.

Tabelle 5: Häufigkeit der Rührwerkstypen und Fermenter Durchmischungssysteme.

Beschreibung Mischtechnik	Häufigkeit Zahl der Anlagen
Tauchmotor-Rührwerke oder pneumatisch betriebene, höhenverstellbare Propellerrührgeräte (Schnellläufer 200-400 U/min)	16
Vertikale oder horizontale Paddelrührwerke („Haspelrührwerke“, Langsamläufer 16 U/min)	5
Gaseinpressung als pneumatische Durchmischungstechnik mit Gasfördergebläse	5
Langwellen Rührgeräte (z.B. Fa. Streisal, ebenfalls Langsamläufer)	1
Langwellen Rührgerät (z.B. Fa. Reck-Schnellläufer)	1
Selbstmischerprinzip (Typ BIMA) das mittels Gasdruck und hydraulischer Umwälzung den Fermenterinhalt mischt	1

Es wurden 6 Rührwerkstörungen berichtet. Folgende Ursachen lagen dafür vor:

- Inbetriebnahmeprobleme: Schwimmdeckenbildung und Überlastung des Rührwerks¹⁰
- Rührwerksgebrechen: Paddelbruch, Materialschwäche (Korrosion), Auslegungsfehler oder Bedienungsfehler
- Schwache Rührleistung (Auslegungsfehler)
- Probleme mit der RW-Steuerung

Häufig werden Rührwerke in Ex-Zonen betrieben oder erzeugen konstruktiv eine Ex-Zone 2. Dabei ist die Wahl einer sicheren Blitz-Schutzklasse zu treffen. Die Behörde kann Ausführungen, die nicht normkonform sind, austauschen lassen.

7.2.2 Gastechnik

23 Anlagen speichern das Biogas in Trockengasspeichern (vulgo „Gassack“) bei 2-7 mbar Druck (wie in Vorarlberg). Eines dieser Trockengaslager ist nicht überdacht. Die übrigen 6 Anlagen betreiben Gasspeichersysteme, die direkt auf den Fermentern (z.T. auch Nachfermentern) aufsitzen. Hier wird das feuchte Biogas stets über dem Gärsubstrat gelagert. Das Wasser im Biogas kann erst in der Gasstrecke vor dem BHKW auskondensieren. Kiesfilter kommen in solchen Fällen kaum zum Einsatz. Teilweise sind Kondensatabscheider als Überdrucksicherung (mit wenig Wasservorlage) in geschlossenen Räumen aufgestellt.

Die Kontrolle der Sicherheitstechnik an den Südtiroler Biogasanlagen war nicht Gegenstand der vorliegenden Erhebung, doch lässt sich dazu folgendes festhalten:

Es handelt sich bei dem Biogasbestand Südtirol um ein - historisch bedingt - recht inhomogenes Feld. Einige der Anlagen sind ausgesprochen modern konzipiert und ausgestattet. Andere entbehren gänzlich grundlegende Bauteile der Sicherheitstechnik:

- Über-/Unterdrucksicherungen
- Flammenrückschlagsicherungen bei Gasverwertungs- und Fackelanlagen
- Kondensatabscheider mit genügend Wasservorlage

¹⁰ Ein häufiger Bedienungsfehler ist während der Inbetriebnahme eine niedrige Rührfrequenz (z.B.: um Stromkosten zu sparen). Gerade in dieser Betriebsphase ist auf Grund der zunächst noch niedrigen TS eine tendenziell schnellere Entmischung der Gärsubstrate zu erwarten!

Teilweise werden an den Anlagen keine Ex-Zonen ohne Warntafeln ausgewiesen, noch solche in der Wahl der richtigen elektrischen Schutzklassen für Motoren und Antriebe berücksichtigt. Rauch- und offene Flamme Verbotstafeln sind gar nicht oder an irrelevanten Stellen montiert.

Einige Biogasanlagen verlieren häufig oder permanent über ihre Überdruck-Wassertasse(n) Gas, was neben der Umweltbelastung durch Methanemissionen vor allem auch einen wirtschaftlichen Verlust verursacht.

In der Anpassung der Sicherheits- und Gastechnik liegt ein mit höchster Priorität zu bearbeitender Optimierungsbedarf vor!

Es wurden 7 Störungen an der Gastechnik berichtet. Folgende Ursachen lagen dafür vor:

- Entschwefelungsanlage hatte Regelungsschwierigkeiten oder war ausser Betrieb
- Überdrucksicherungen bliesen im Routinebetrieb Gas ab.
- Leitungsbruch PVC, Auslegung mangelhaft oder nicht nach Stand der Technik

7.2.3 Gaskessel Kennzahlen

Zum Zeitpunkt der Erhebung waren an 8 Anlagen Biogasbrenner mit Kessel zur Heizwärme- und Warmwasseraufbereitung im Einsatz. Die durchschnittliche Nennleistung der Kessel liegt bei 32,75 kW. Wobei die meisten mit ca. 25-30 kW (n=6) für die Wärmeversorgung von Wohnhäusern oder Wohnungen eingerichtet wurden.

Es wurde an zwei Anlagen über einen kurzfristigen Ausfall des Gasbrenners berichtet.

7.2.4 BHKW Kennzahlen

Zum Zeitpunkt der Erhebung waren an 20 Anlagen 24 Gasmotoren permanent verfügbar und 1 Zündstrahlmotor installiert (außer Betrieb). Die durchschnittliche BHKW-Größe der aktiven BHKWs liegt bei 125 kW_{el}.

Hier liegt in Südtirol – ähnlich wie in Vorarlberg - ein deutliches Unterscheidungsmerkmal zur Österreichischen Biogasszene vor. Literaturstelle [13] gibt 71,9% der neu errichteten Biogasanlagen in einer Leistungsklasse zwischen 100-500 kW_{el} an. Davon sind wiederum 70% der BHKW über 250 kW_{el} Leistung.

Die Auslastungen (resp. Betriebstunden der BHKWs) werden in Kapitel 8.3.1 genauer dargestellt, da hier gleichzeitig der Vergleich mit dem Bestand Vorarlberg vorgenommen wird.

Es wurden mindestens 7 BHKW-Störungen berichtet. Folgende Ursachen lagen dafür vor:

- Inbetriebnahmeprobleme
- mangelnde Supportleistungen der Hersteller und somit erhöhte Standzeiten
- Verschleiß, kürzere Laufzeiten als geplant, z.B.: Kolbenreiber, Motorbruch

7.2.5 Feststoffeintragsysteme

Nicht alle Anlagen verwerten Feststoffe als Energieträger. 12 Anlagen verfügen über eine Feststoffeintragsvorrichtung. Diese sind mechanische und/oder hydraulische Eintragsysteme (z.T. Kombinationen).

Dabei liegt der durchschnittliche Anschlusswert bei 7,0 kW für hydraulische und mechanische Antriebe (Pumpen oder Schneckenförderer) oder deren Kombinationen. Es sind somit im Vergleich zu den Feststoffeintragsystemen in Vorarlberg schwächere und somit kostenschonende Feststoffdosierer zum Einsatz gekommen. In einzelnen Fällen, v.a. an modernen Biogasanlagen sind Anschlussleistungen von < 50 kW (Summe Nennleistungen von: Förderbänder, Zerkleinerungseinrichtungen, Schneckenförderer) für den Intervallbetrieb installiert.

Ähnlich wie in Vorarlberg wurden die rein mechanischen Feststoffdosieranlagen Anfang Dekade 2000 bzw. noch früher oder erst wieder nach 2004 installiert, wobei sich an deren maschinentechnischen Auslegung kostspielige Änderungen durchgesetzt haben. Die älteren Modelle sind mit <10 kW

Motoren ausgestattet (Einfülltrichter mit Förderschnecke). Die neuen mechanischen Modelle sind aus Futtermischwagen oder Abschiebecontainer konstruktiv abgeleitet. Steig- oder Fallschnecken bewerkstelligen die Befüllung der Fermenter. Hier liegen die Motoranschlussleistungen stets über 35 kW.

Es wurden 0 (Null) Störungen an den Feststoffeintragsystemen berichtet, was besonders bemerkenswert, aber weiterhin kritisch zu beobachten, ist.

7.2.6 Fermentertypen, -ausführungen und Heizsysteme

Die durchschnittliche Fermentergröße beträgt 632 m³ netto Reaktionsvolumen, wobei 15 Fermenter als „Kleinanlage“ mit weniger als 150 m³ Nutzvolumen betrieben werden.

2 Anlagen mit je 2 Fermenter haben mehr als 1.000 m³/Fermenter Nutzvolumen. 1 Anlage mit 4 Fermentern hat 4 x 1.057m³ Nutzvolumen und ist damit die größte Anlage in Südtirol.

An 13 Anlagen ist keine Nachgärung mit Gassammlung installiert, was mitunter zu erheblichen Energieverlusten oder Gasemissionen führen kann (siehe einzelne Massen- und Energiebilanzen, v.a. A03 und A28). Hier wird als primäre Optimierungsmaßnahme die Abdeckung des Güllelagers und die Einbindung ins Gassystem empfohlen!

Es werden 31 Fermenter an 25 Anlagen im mesophilen Milieu (35-45 °C) betrieben. 5 Fermenter werden im thermophilen Milieu (Temperaturbereich 45-55 °C) betrieben. Es ist kein signifikanter Trend zur thermophilen Betriebsweise festzustellen. Eine neue Kofermentationsanlage (A30) erwägt den thermophilen Betrieb, wovon jedoch abzuraten ist, vor allem wenn stickstoffhaltige Gärstoffe (z.B.: Speisereste) zum Einsatz kommen oder regelmäßig vorkommende Stoßbelastungen zu erwarten sind (z.B. diskontinuierliche Beschickung).

Bei allen Fermentern handelt es sich um vollaufmischte Durchfluss-Speicher-Anlagen. An der Anlage A04 liegen „Ring-in-Ring Fermenter“, d.h. zwei ineinander gestellte Zylinder vor, wobei der außen liegende Ring den Hauptfermenter und der innenliegende Ring den Fermenter 2 darstellen. Es wird eine einzige Anlage (A27) mit einem Pfropfstromfermenter (vulgo „Rohrfermenter“) betrieben, also einen zylindrisch, liegenden Tank.

2 Anlagen (A24 und A30) haben mittels Haspelrührwerk voll durchmischte, liegende Kastenfermenter. Eine Altanlage (eine unter den ältesten in Europa, A06, Baujahr 1980) betreibt nach wie vor störungsfrei einen Selbstmischer-Fermenter, Typ BIMA.

30 Fermenter an 24 Anlagen wurden unterirdisch in Hanglage und teilweise im Erdreich versenkt oder angebösch und begrünt ausgeführt.

Aufputz-Wandheizungen sind am meisten verbreitet, wobei kostenabhängig zwischen unterschiedlichen Werkstoffen und Systemen gewählt wurde:

- a. PE FBH-Schlangen frei Aufputz ohne Überdeckung oder im Beton eingelegt als Wand- oder Fußbodenheizung
- b. Edelstahl V4A-Heizwendel oder INOX, beides auf Wandkonsolen aufliegend, 1-3 Kreise

Vor- und Nachteile: Das erste System wird materialbedingt mit weniger Spreizung gefahren, was zu weniger Anlagerung an die Wärme übertragenden Oberflächen führt. Das V4A-System ist robuster. Die Temperaturspreizung ist an diesen Wärmeeintragsystemen höher, was womöglich zur stärkeren Belegung der Wärmetauscheroberflächen mit organischem Material führen könnte. In Vorarlberg werden solche Heizsysteme bereits nach wenigen Betriebsjahren unter aufwendigen Fermenterentleerungen mechanisch gereinigt.

Es wurden 2 Störungen an den Fermenterheizungen berichtet.

7.2.7 Hygienisierungsanlagen

In Südtirol wird eine einzige Hygienisierungsanlage im Kontext mit einer landwirtschaftlichen Biogasanlage betrieben (A30).

7.3 Massen- und Energiebilanz

Die Bilanzen ermöglichen gemeinsam mit den Prozesskennzahlen klare Aussagen über den jeweiligen Betriebszustand.

Die Betreiberangaben zu den Inputmengen sind teilweise Schätzwerte. Im Zuge der Auswertung in der Massen- und Energiebilanz ergaben sich entsprechende Ungenauigkeiten. Die Bilanzen wurden somit in 6 Fällen als „unvollständig“ und somit „nicht plausibel“ abgeschlossen (A14, A19, A21, A23, A24, A30).

Beispiel 1:

Gemäß den Masseninputangaben des Betreibers A23 sollten rechnerisch rund 789.000 kWh_{el} Strom erzeugt werden. Tatsächlich wurden 2007 sogar 890.000 kWh_{el}/a erzeugt und davon 850.000 kWh/a als Grünstrom eingespeist. Da zur Berechnung der Gasmengen aus den Gärrohstoffen optimale Gasausbeuten angenommen wurden, konnte gefolgert werden, dass die Betreiber-Inputangaben irrtümlicherweise zu niedrig angesetzt waren. Dies kann durchaus vorkommen, wenn bei der Beschickung der Anlage nicht genau Buch geführt wird.

Beispiel 2:

Gemäß den Masseninputangaben des Betreibers A21 können rechnerisch nur 132.000 kWh_{th} Wärme erzeugt werden. 7.000 Liter Heizölsubstitution pro Jahr sind hier der Schätzwert für die Einsparungen auf Basis der Biogasnutzung. Diese Zahlen würden über die Annahme von 55% Energieverluste (Fermenterheizung und Verteilverluste) eine Erklärung finden. Doch tatsächlich wird vom Betreiber 222.300 kWh Wärmeezeugung für 2007 angegeben. Diese Energiemenge stimmt nicht einmal bei der Annahme von Idealbedingungen (höchste Qualität der Gärstoffe, optimale biologische Konversion und minimale Wirkungsgradverluste) überein.

Von 30 gerechneten Bilanzen sind somit 21 vollständig und plausibel, 6 sind auf Grund mangelnder oder ungenauer Angaben unvollständig und somit nicht plausibel. Für eine Bilanz hat der Betreiber zu viel Inputmengen angegeben, d.h.: im Verhältnis zur Energieerzeugung zu viel Input angegeben (ergo auch nicht plausibel). Schließlich wurden für 2 nicht aktive Anlagen (A11 und A13) sogenannte „Plan-Bilanzen“ erstellt, eine davon ist plausibel.

Als übergeordnetes Ergebnis der Bilanzierung kann festgehalten werden, dass:

1. die Inputmengen teilweise nicht oder nur sehr ungenau erfasst werden,
2. die Stoffzusammensetzung (TS, oTS) der Inputstoffe teilweise nicht bekannt sind,
3. auf Grund dieser Unkenntnisse die verfahrenstechnischen Prozessparameter (Verweilzeit, Raumbelastung und Gasproduktivität) gar nicht bestimmt, und der Prozess somit auch nicht gesteuert wird („Blindflug“).

Diese Ergebnisse zeigen auch den Handlungsbedarf in Hinsicht Beratung und Schulung auf.

7.3.1 Massen- und Energiebilanz an einer Beispielanlage, individuelle Bilanz

A03 setzt 10.508,5 t/a Gärrohstoffe um und repräsentiert eine der 5 Gemeinschaftsanlagen mit einer ausgewogenen Inputmischung (Abbildung 2). Rund 13% der Inputmenge werden als NaWaRos (Energiepflanzen) zugeführt. 12% sind Cosubstrate, was in der Bilanz zusammen etwa 1.452 t/a organische, biogasaktive Substanz ergibt. Die daraus zu errechnende Biogas(ideal)menge beträgt 2.083 m³/d. Davon werden etwa 35% aus den Cosubstraten gewonnen. Die Energiebilanz ergibt eine theoretische Strommenge von 1.495 MWh/a, die das System erzeugen könnte. Somit besteht hier ein Handlungsbedarf in der Abdeckung des Güllelagers.

Zwei Anlagen (A23, A25) lagen mit Ihren Inputangaben über 30% Masseanteilen aus Cosubstraten (quasi „Abfallvergärungsanlagen“), was

- Absolute Ausreißer im Bestand sind,
- Womöglich nur vorübergehend der Fall war.

Jede individuelle Massen- und Energiebilanz zieht die im Vorjahr tatsächlich produzierte bzw. tatsächlich eingespeiste Energiemenge als Bezugsgröße für ein Soll-Ist-Abgleich heran. Mit einem kritischen Kurzkommentar wird jede Bilanz abgeschlossen und zeigt allfällige Stärken und Schwächen

der jeweiligen Betriebsweise auf. Handlungsbedarf und Optimierungsempfehlungen werden somit unverbindlich, als Diskussionsgrundlage angeboten.

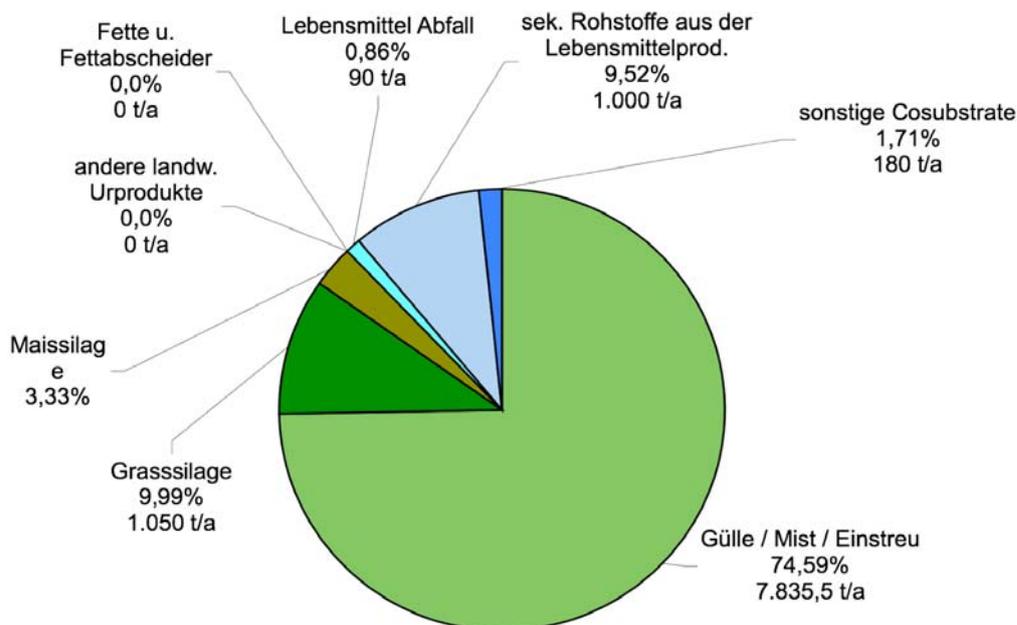


Abbildung 2: Gärrohstoff Jahresumsatzanteile an der Musteranlage A03 in 2007.

Die individuellen Bilanzen können durch den Auftraggeber an die jeweiligen Betriebe noch vor Fertigstellung und Veröffentlichung der vorliegenden Studie als erstes Feedback übermittelt werden. Sie werden absolut vertraulich gehandhabt.

7.3.2 Massenbilanz im Anlagenbestand

Die kumulierte Inputbilanz in Südtirol ergibt 139.059,1 t/a Stoffumsatz an 30 Anlagen. Davon sind 15.987 t/a organische Trockensubstanz. 12,12% stellen die Cosubstrate dar. Diese tragen zu 35% zur Gasproduktion bei. Das entspricht einer Gasmenge von 2,53 Mio. m³/a Biogas.

Der Bilanz liegt eine Berechnung zugrunde, in der für die CH₄-Gewinnung bei allen landwirtschaftlichen Urprodukten mit 57,32%, und bei Cosubstraten im Schnitt von 63,39% CH₄, ausgegangen wurde. Weiters wurde ein durchschnittlicher Wirkungsgrad der Gasverstromung von 30,15% angenommen. Die Einschätzung der Energiegehalte (oTS und spezifische Gaspotentiale) der Gärstoffe sind mit Erfahrungswerten aus Literatur und Praxis hinterlegt.

An Südtiroler Biogasanlagen sind 10 landwirtschaftliche Urprodukte und 15 verschiedene Cosubstratklassen im Einsatz (Tabelle 11). Alle 30 Anlagen verwenden Rindergülle als Basis. 12 Anlagen haben Apfeltrester im Einsatz.

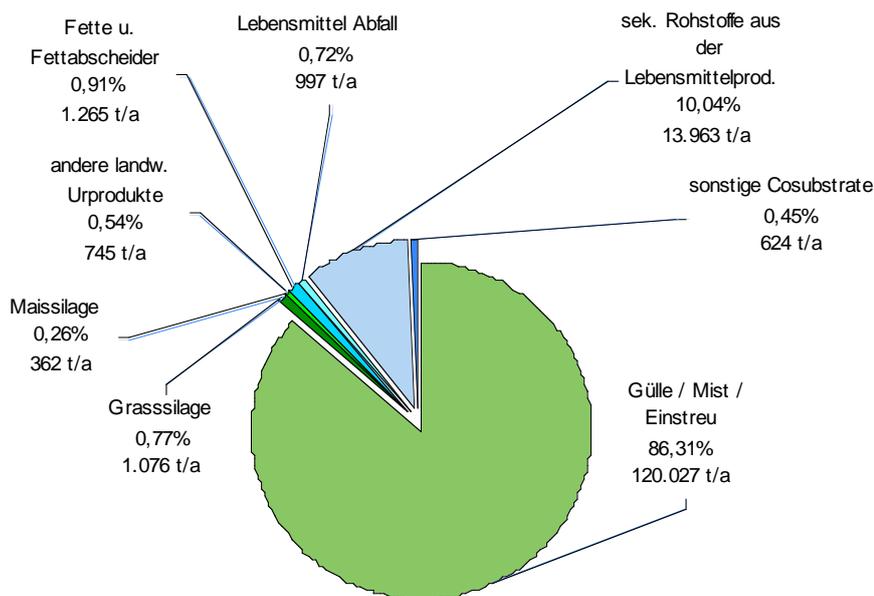


Abbildung 3: Gärrohstoff Umsatzanteile an Südtiroler Biogasanlagen in 2007.

In Südtirol geben 18 Betriebe den regelmäßigen Einsatz von maximal 4 Substraten an. 11 Betriebe haben stets zwischen 5-8 Substrate in der Jahresinputbilanz ausgewiesen und eine Anlage setzt 9 verschiedene Substrattypen ein. Vergleichbarkeit mit Österreich: bei mehr als der Hälfte der österreichischen Anlagen werden 4-5 verschiedene Substrattypen pro Anlage zugeführt [13].

7.3.3 Energiebilanz im Anlagenbestand

Die Energiebilanz im Anlagenbestand (Tabelle 6, Soll-Referenzwert) ergibt eine theoretische Gesamtstrommenge von rund 12.973 MWh/a. Die getroffenen Annahmen für den Energiegehalt der Inputstoffe gehen von einer idealen Umsetzung aus.

Tabelle 6: Soll-Ist Vergleich der Energiebilanz im Anlagenbestand Südtirol 2007: Ist-, Soll- und Soll-Referenzwert.

Herleitung für den Stromertrag	Stromerzeugung MWh _{el} /a
1. Kumulierter Messwert der tatsächlichen Stromproduktion (Ist-Wert) an den einzelnen Anlagen, die 2007 in Betrieb waren. 7 Anlagen gaben Schätzungen an, da bei der Erhebung keine Daten vorlagen.	12.955
2. Kumulierte individuelle Energiebilanzen (Summe der Berechnungsergebnisse), Sollwert	12.876
3. Energiebilanz im Anlagenbestand durch Zusammenführung aller Inputangaben zu einer „Metabilanz“, unter Annahme einer idealen Konversion, Soll-Referenzwert	12.973

Die kumulierten Ergebnisse aus den individuellen Bilanzen ergeben weniger (12.876 MWh/a, Tabelle 6, Sollwert), da vereinzelt auf Grund langer Transportwege, die Energiewertigkeit der Gülle gemindert angenommen wurde und überdies 6 Bilanzen unvollständig waren.

Im Soll-Ist Vergleich stehen diese Werte dem Istwert, nämlich den kumulierten Stromproduktionsangaben aller Betreiber (12.955 MWh/a in 2007¹¹, Tabelle 6), gegenüber. Die hohe Übereinstimmung täuscht jedoch, denn:

1. Dass sich Punkt 1 und 2 recht genau kompensieren, ist Zufall und hiermit nicht nachgewiesen!
2. Sechs (6) Bilanzen sind unvollständig (siehe Kapitel 7.3). Daher besteht sozusagen ein Graubereich an Input und Energieoutput, welcher im Rahmen dieser Erhebung nicht weiter analysiert wurde.
3. Es sind in Punkt 3, Energiebilanz im Anlagenbestand (quasi „Metabilanz“), alle Anlagen erfasst, somit auch solche, die nicht ihr Biogas verstromen, d.h. auch die 8 Gasbrenneranlagen!

Es kann gefolgert werden, dass Energiepotentiale nutzbar gemacht werden können, ohne die Inputmenge erhöhen zu müssen.

7.3.4 Eigenenergiebedarf

7.3.4.1 Strombedarf

Der Grünstromanteil an der gesamten Stromerzeugung liegt bei rund 92%. Daher wurden ca. 8% der produzierten Stromjahresmenge als Eigenenergiebedarf zurückgehalten. Das entspricht jedoch nicht dem Bedarf an Prozessenergie für den Betrieb aller Betriebsmittel, welche die Gasproduktion und Gasverwertung aufrechterhalten.

Die Gesamt-Nennanschlussleistung aller erfassten Betriebsmittel¹², BHKW ausgenommen, liegt bei 903 kW_{el}. Da die tatsächliche Stromaufnahme an den Anlagen nicht gemessen wird und die Betriebszeiten der Antriebe nur teilweise vorliegen, wurde keine weitere Berechnung vorgenommen.

Erfahrungsgemäß liegt der Strombedarf einer landwirtschaftlichen Biogasanlage - je nach Automatisierungsgrad - zwischen 5% - 8% der Gesamtstromproduktion¹³. Bei Energiepflanzenverwertenden Anlagen eher bei 8% bei reinen Güllebetrieben womöglich sogar unter 5%.

Für die Prozessenergiedeckung wird in Südtirol auch Strom aus dem Netz bezogen, zumal Anlagen, die ab 2000 in Betrieb sind, ihre gesamte Stromproduktion als Grünstromzertifikate verkaufen dürfen. Damit liegt zum Bestand in Vorarlberg eine gewisse Ähnlichkeit vor.

7.3.4.2 Wärmeenergiebedarf

Der Wärmeenergiebedarf der Fermenter wird an einer einzigen (A16) Anlage mittels Wärmemengenzähler erfasst. Somit liegen hier praktisch keine Ergebnisse vor. Als grobe Faustregel kann hier von 10% - 15 % der produzierten BHKW-Wärmeenergie ausgegangen werden, die im Jahresdurchschnitt zur Beheizung des Fermenters benötigt wird. Ein Großteil davon wird in den Wintermonaten verbraucht, da der Input stets kalt (knapp über 4°C) ist. Abhängig von der Fermenterdämmung kann ein noch höherer Energieanteil für Heizzwecke verbraucht werden.

Die Verteilverluste bei der Wärmerückführung (sowie bei der Wärmeauskoppelung) verursachen ebenfalls einen erheblichen Wärmebedarf. In den Energiebilanzen der Anlagen mit kalorischer Gasverwertung mussten mittels Zielwertsuche (siehe Methoden) mitunter sogar höhere Energieanteile (bis zu 45%) zur Deckung von Fermenterheizbedarf plus Verteilverluste angenommen werden.

¹¹ Stromproduktion 2007, A05 und A30 waren noch nicht in Betrieb.

¹² Pumpen, Feststoffeintragsysteme, Rührwerke

¹³ bezogen auf die erzeugte Strommenge einschließlich des BHKW-Eigenverbrauches

Zusammen mit dem Kesselwirkungsgrad konnte durchschnittlich ein Gesamt-Jahresnutzungsgrad von nur 37% ermittelt werden, dh.: 63% Energieverluste! Diese Rechnung ist mit den Betreibern zu reflektieren und auf Richtigkeit zu prüfen. Praxisziel wäre eine Umkehrung dieser Nutzen-Verlusteverhältnisse.

7.4 CO₂-Einsparung

Die durch Biogas eingesparte Nutz-Energiemenge entspricht einer CO₂-Reduktion von zirka:

- 5.540 t/a CO₂ für die Substitution von Strom
- 1.478 t/a CO₂ für die Substitution von Heizöl

7.5 Prozessstabilität

Die Prozesskennzahlen wurden von den Massenbilanzen rechnerisch abgeleitet (siehe Methoden Kapitel 6.5.2.). Anlagen, bei denen die Inputströme nicht vollständig erfasst werden konnten oder solche, die nicht mehr in Betrieb waren (A11 und A13), konnten bei der Betrachtung der Prozessstabilität nicht einbezogen werden. Somit reduzierte sich die Anzahl der in diesem Punkt betrachteten Anlagen auf die Zahl 21. Die 5-pHW Methode (siehe Kapitel 6.7.1) konnte auf insgesamt 26 Biogasgüleanalysen unterschiedlicher Anlagen erfolgreich angewendet werden.

Auf Basis dieser Indikatoren sowie der Schwellenwertangaben in Tabelle 7 wurde gefolgert, dass 7 Anlagen (A03, A04, A20, A23, A25, A26, A30) zum Zeitpunkt der Erhebung unzureichende Abbaugrade, kritische Prozessparameter im Fermenter 1 oder 5pHW-Werte in der Fermenterprobe aufwiesen, d.h. auf eine starke Auslastung oder Prozessstörung zurückzuführen waren oder gemäß Planbilanz (A30) solche noch zu erwarten sind.

Tabelle 7: Durchschnittliche Prozessstabilität anhand a. des Abbaugrades, b. der verfahrenstechnischen Prozessparameter c. der prozess-biologischen Indikatoren gemäß der 5pH-Wert Methode.

	Einheit	n	Mittelwert	Median	StaAbw	Schwellenwerte	Min	Max	
a.	Abbaugrad* oTS nach 1. Gärstufe	%	24	54,0%	51,8%	13,7%	50,00%	30,2%	89,7%
	Abbaugrad* oTS nach 2. Gärstufe	%	6	59,5%	54,1%	16,0%	60,00%	48,4%	91,4%
	Abbaugrad* oTS zwischen 1. U. 2. Gst.	%	6	13,0%	10,4%	9,8%	---	4,2%	30,1%
b.	Raumbelastung Rb	[kg oTS/m ³ RV*d]	30	2,29	2,05	1,24	3,60	0,46	4,98
	Aufenthaltszeit HRT	[m ³ RV/m ³ lo*d]	30	48	40	24	25	15	98
	Gasproduktionsrate Gp	[m ³ Gas/m ³ RV*d]	30	1,02	0,82	0,75	1,80	0,19	3,84
c.	pH-Wert im Fermenter		26	7,75	7,75	0,18	7,00	7,30	8,02
	FFS im Fermenter mg/l	mg/l	26	2.419	1.694	2.926	3.000	334	15.773
	Alkalität im Fermenter mg/l	mg/l	25	12.731	12.556	4.676	8.000	3.485	25.745

*gem. O'Shaunessy Formula'

Beispiele:

- A03, A04, A20, A23 und A25 wiesen Raumbelastungen > 3,6 kg/m³*d und z.T. Gasproduktionsraten >1,8m³/m³ auf, die auf einen sehr gut bis stark ausgelasteten Prozess hindeuten (vergl. Abbildung 4 und Abbildung 5). Das sind optimal ausgelastete oder zum Teil überlastete Anlagen, wo mitunter Gas- und Energieverluste auftreten können.
- A04 lag mit der Raumbelastung im Fermenter 1 über dem Schwellenwert, jedoch sind hier mit Fermenter 2 und dem Nachfermenter genügend verfahrenstechnische Reserven vorhanden. Eine regelmäßige Überwachung der biologischen Indikatoren ermöglicht sogar eine weitere Auslastung des Fermenter 1. Hier werden unter guter Führung Raumbelastungen über

5kg/m³*d realisierbar sein.

- A23 ist stark ausgelastet, hält jedoch verfahrenstechnisch der Belastung gut Stand (FFS < 3.500mg/l; Alkalinität >10.000mg/l). Hier ist eine genaue Aufzeichnung der Inputmengen (genaue Buchführung) sowie eine regelmäßige Messung der biologischen Indikatoren ratsam.
- A26 dürfte zum Zeitpunkt der Erhebung im biologischen Prozess gehemmt gewesen sein, da eine starke Schwimmdecke den effektiven Gärraum empfindlich verkleinerte und das verbleibende Gärvolumen somit sehr stark überlastet wurde. Rechnerisch (bei 100% Gärvolumen) lag kein Hinweis auf Überlast vor (Raumbelastung 1,14 kgoTS/m³*d).
- A30 geht 2008 in Betrieb und plant eine starke Auslastung der Fermenter 1 und 2, um ihr Energieziel zu erreichen. Hier wird regelmäßig der biologische Prozess analysiert.

Alle übrigen Anlagen (30 - 7 = 23 Anlagen) zeigten zum Zeitpunkt der Beprobung anhand der verfahrenstechnischen Parameter (Tabelle 7 und Abbildung 4) einen stabilen, konservativen Betrieb mit unterschiedlichem Auslastungspotential (durchschnittliche Raumbelastung: 2,29kg oTS/m³*d bei einer spezifischen Gasproduktionsrate von 1,02m³/m³*d).

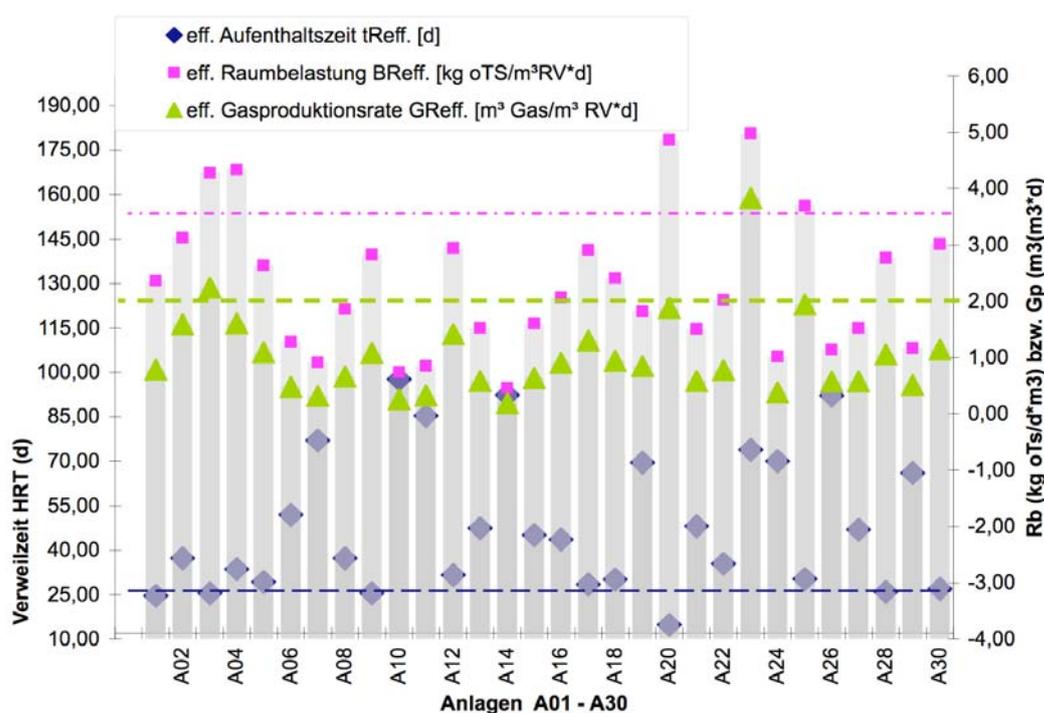


Abbildung 4: Verfahrenstechnische Parameter der Anlagen A01-A30 zum Zeitpunkt der Erhebung. Schwellenwerte: horizontale, gleichfarbige und strichlierte Linien.

Gemäß Abbildung 4 liegen 5 Anlagen (A01, A03, A09, A28 und A30) mit ihren hydraulischen Verweilzeiten an der Schwelle, und A20 deutlich darunter. Kritisch ist dies vor allem da, wo bei hoher Raumbelastung keine Nachgärung mit Einbindung ins Gassammelsystem gewährleistet ist, nämlich bei A03 und A30.

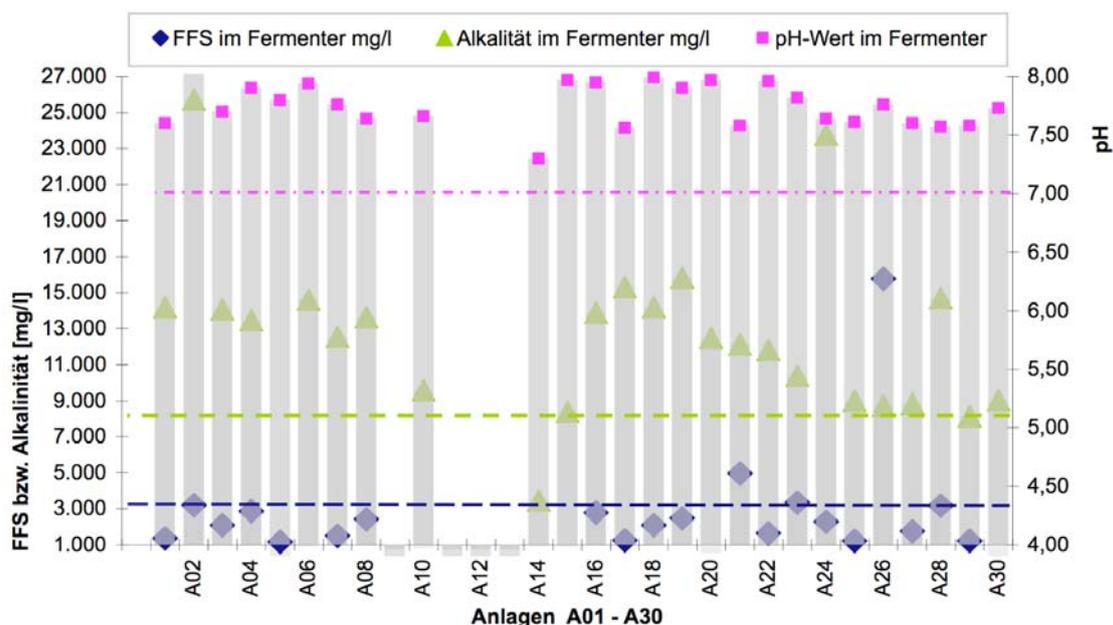


Abbildung 5: Verfahrensbiologische Parameter der Anlagen A01-A30 zum Zeitpunkt der Erhebung. Schwellenwerte: horizontale, gleichfarbige und strichlierte Linien. Teilweise lagen keine Werte vor (zB A09, A11, A12, A13)

Gemäß Abbildung 5 zeigt der Bestand durchwegs Werte im Normalbereich. 5 Anlagen liegen an der Schwelle der flüchtigen Fettsäuren (A02, A04, A16, A23, A28), A21 und A26 liegen deutliche darüber. Kritisch wird eine erhöhte Fettsäurekonzentration vor allem da, wo die Alkalinität unter 8.000 mg/l sinkt, da ein „Kippen“ der Fermenterbiologie eintreten kann. In einem solchen Fall sinkt der pH-Wert unter 7. Keine der Anlagen war zum Zeitpunkt der Erhebung „gekippt“.

Gut ausgelastete Anlagen können durchaus hohe Fettsäurekonzentrationen aufweisen (FFS > 3.000mg/l), wobei jedoch eine Nachgärung sichergestellt sein sollte, um keine Energieverluste zu erleiden (vergl. Kapitel 6.8).

8 Diskussion und Vergleich mit Vorarlberg

8.1 Historische Entwicklung

Das Vertrauen der Investoren in die Technologie war in beiden Regionen, Südtirol und Vorarlberg, ab 2001 technisch sowie wirtschaftlich approbiert und somit gefestigt. Die betriebswirtschaftliche Chance wurde erkannt. Von daher rührt eine signifikante Zuwachsrate in beiden Anlagenbeständen.

Nach 2002 wurden in beiden Beständen hauptsächlich Anlagen weit über 100kW Anschlussleistung geplant. In Südtirol wurden nach 2001 unter 15 Neubauten nur 2 Anlagen mit Anschlussleistung <100kW in Betrieb genommen.

In Südtirol wurden von 28 aktiven Biogasanlagen 2 im Laufe der Betriebsjahre erweitert. In Vorarlberg wurden von 57% aller Anlagen nach 3 Jahren erweitert, bei 30% eine Kapazitätserweiterung. Hier liegen die Ursachen in der Novellierung des ELWOG in 2002 und einem dadurch – neben dem größten Neuzuwachs - motivierten Optimierungs- und Auslastungstrend, welcher sich bei sechs Anlagen primär in der Vergrößerung der BHKW-Anschlusleistung und der Fermenterkapazität auswirkte.

Tabelle 8: Vergleich ausgewählter Biogasbestandskennzahlen.

		Südtirol 2007	Vorarlberg 2006
Zahl der Biogasanlagen	Anzahl	30	28
Davon Biogas-Genossenschaften		5	0
Stromgeführte, aktive Biogasanlagen	Anzahl	18	27
Anlagen mit Gasbrenner		8	0
Kofermentationsbetriebe	Anzahl	19	23
Intensive Kofermentationsanlagen >30 Gew.%		2	0
NaWaRo-Anlagen in 2008	Anzahl	11	6

In Vorarlberg gibt es Güllegemeinschaften, die einzelne Biogasanlagenbetreiber organisieren, jedoch keine Biogas-Genossenschaften.

Südtirol ist somit das „Land der Gemeinschaftsbiogasanlagen“, während in Vorarlberg der Cofermentationsschwerpunkt den Bestand prägt. So sehr die Gemeinschaftsanlagen die Bestandseffizienz steigern, so wichtig wäre in Südtirol die kritische Prüfung der kalorischen Gasverwertungsstrategie (siehe Kapitel 8.2.3), welche es in Vorarlberg gar nicht mehr gibt.

8.2 Energiekennzahlen

8.2.1 Stromproduktion

Die bereits für 2008 installierten elektrischen Anschlussleistungen betragen in beiden Beständen „ex-quo“ 3.080kW, was ein reiner Zufall ist. Mit diesen aktuellsten Ausbautätigkeiten rücken die beiden Biogasbestände, Südtirol und Vorarlberg, auch hinsichtlich Energie mehr oder weniger an den gleichen Rang (Tabelle 9, Stromproduktion 2008):

Mit den BHKW-Kennzahlen liegt in beiden Beständen ein deutliches Unterscheidungsmerkmal zur Österreichischen Biogasszene vor. Hopfner Sixt 2006 gibt 71,9% der neu errichteten Biogasanlagen an, in einer Leistungsklasse zwischen 100-500 kW_{el}. Davon haben wiederum 70% der BHKW über 250 kW_{el} Leistung.

Tabelle 9: Vergleich ausgewählter Energiekennzahlen, Strom und Wärme.

		Südtirol 2007	Vorarlberg 2006
Stromproduktion gesamt, im Erhebungsjahr	GWh _{el} /a	12,955	13,8
Stromproduktion Plan ¹⁴ 2008	GWh _{el} /a	16,75	17,25
Grünstromeinspeisung, im Erhebungsjahr	GWh _{el} /a	11,9	13,8
BHKW Strom			
Anschlussleistung aktiv, gesamt	kW _{el}	2.273	2.832
Anschlussleistung Plan 2008	kW _{el}	3.080	3.080
Anschlussleistung aktiv + inaktiv	Ø kW _{el}	125	72
Anzahl installiert aktiv + inaktiv	Stk.	25	39
Wärmeproduktion gesamt	GWh _{el} /a		
BHKW-Abwärme			
Wärmeproduktion als gesamte BHKW-Abwärme	GWh/a	15,146	16,47
Wärmeproduktion als BHKW-Abwärme in 200 Heiztagen pro Heizperiode, nach Abzug 20% Fermenterheizung und Verteilverluste	GWh/a	6,639	7,671
Nutzwärmemenge bei BHKW-BGA bei 85% Eta;	GWh/a	4,386	1,927
BHKW Wärmeverwertungsgrad in 200 Heiztagen	ca. %	66	25
Gesamtbestand Wärme			
Wärmeproduktion in 200d Heiztagen	GWh/a	8,676	7,671
substituierte Nutzwärmemenge (Schätzung)	GWh/a	3,988	1,927
Wärmeverwertungsgrad in 200 Heiztagen	%	46	25

In Vorarlberg liegt die BHKW-Anschlussleistung durchschnittlich bei 72 kW, in Südtirol bei 125 kW (siehe Tabelle 9), da hier der Durchschnitt durch große Gemeinschaftsanlagen angehoben wird.

8.2.2 Wärmeverwertungsgrad

15.146 MWh/a Abwärme¹⁵ fallen an allen BHKW-Biogasanlagen als Abwärme an. An 200 Heiztagen/a stehen nach Abzug von 20% Fermenterheizenergie 6.639 MWh/a zur Verfügung, wovon 4.386 MWh/a genutzt, und die Differenz (2.253 MWh/a, nicht erschlossene Wärmemenge) über Notkühler vernichtet, werden. Somit werden immerhin 66% der verfügbaren BHKW-Abwärme als Nutzwärme verwertet.

Der Wärmeverwertungsgrad im Gesamtbestand ist fast doppelt so hoch wie in Vorarlberg.

8.2.3 Wärmeverwertungsstrategien

8 (acht) Biogasanlagen mit Gaskessel weisen bei den angegebenen Heizölsubstitutionsmengen sehr unterschiedliche Jahresnutzungsgrade auf. Der Durchschnitt errechnet sich mit 37,14% (Min 23%, Max 70%). Bei 5 Anlagen mit kalorischer Gasnutzung liegt der Jahresnutzungsgrad unter 34%.

¹⁴ Schätzung auf Basis der kumulierten Planzahlen neu in Betrieb genommener BHKWs bzw. Biogasanlagen zuzüglich der Annahme des Fortbestehens der übrigen Bestände.

¹⁵ Ergebnis der Massen- und Energiebilanzen, Südtirol

Tabelle 10: Vergleich Häufigkeit der gängigen Wärmeverwertungsstrategien

	Südtirol 2007	Vorarlberg 2006
Anlagen mit angegebener Nutzwärmeverwertung	24	27
Anlagen mit BHKW-Wärmeauskoppelung	13*	27
Nutzwärmebereitstellung:		
• Häuser, Wohnungen, Ferienwohnungen	22	26
• Trocknungsanlagen Heurundballen	2	7
• Hygienisierungsanlagen	0	2
• Käserei	1	0
• Nahwärmenetze	2	0
* aktive BHKW-Anlagen. ACHTUNG 2 Anlagen waren 2007 nicht mehr in Betrieb (A11 u A13); 2 Anlagen waren noch nicht in Betrieb (A05 und A30).		

In Vorarlberg gibt es 7 Fälle der Heutrocknung in Trocknungskammern auf Basis BHKW-Abwärme, in Südtirol wurden 2 Fälle Grasrundballentrocknung bekannt (Tabelle 10). Zwei Hygienisierungsanlagen-Betreiber in Vorarlberg gaben an, die Basiswärme für das Hygienisieren aus dem BHKW-Abwärmestrom zu beziehen, in Südtirol gab es dieses Verwertungsstrategie nicht. In einzelnen Fällen werden in Vorarlberg Maschinenhalle, Swimmingpool sowie die Warmwasser-Bereitung der Metzgerei versorgt. In Südtirol gibt es eine Anwendung im Zusammenhang einer Käserei und zwei große Fernwärmenetze.

8.3 Anlagentechnik

Die Anlagentechnik widerspiegelt den historischen Verlauf der Entwicklung von den Pionieranlagen der 80er und 90er Jahre bis zu den großtechnischen, bewährten Anwendungen einer zweiten Biogasanlagen Generation nach 2000 (siehe Kapitel 3 und 8.1).

Grundsätzlich haben Technikanbieter in Südtirol eine höhere Präsenz als in Vorarlberg, da es in Südtirol zurzeit Neubauaktivitäten gibt. Ende 2007, Anfang 2008 gingen hier 2 neue Biogasanlagen in Betrieb.

Deutsche Anaerobtechnik dominiert die Szene.

In Vorarlberg ist die Sicherheitstechnik durchschnittlich auf einem höheren Stand¹⁶ als in Südtirol.

8.3.1 BHKW-Technik

Südtirol ist Gasomotor dominiert, während in Vorarlberg in 2006, aufgrund der geographischen Nähe zu einem namhaften Zündstrahlmotorenausrüster, 11 Zündstrahlmotoren neben 28 Gasmotoren im Einsatz waren. Durchschnittlich sind in Südtirol weniger Motoren im Einsatz dafür mit größerer Anschlussleistung als in Vorarlberg (Südtirol: 125kW_{el}, n=24; Vorarlberg: 66 kW_{el}, einschließlich der Vorarlberger Standby-BHKWs: 49 kW_{el})¹⁷.

Die theoretische, durchschnittliche Betriebsdauer der einzelnen Motoren - berechnet auf Basis der gesamten Stromproduktion - verhält sich wie folgt: In Vorarlberg wurden in 2006 die Anlagen im Schnitt mit 4.989 PBh/a (sprich Volllaststunden) betrieben, zumal alle BHKW, auch die Standby- und Spitzenlastaggregate mitgerechnet wurden. In Südtirol liegt die entsprechende Zahl bei 5.701 PBh/a in 2007, wobei in 2008 ein Rückgang auf 5.434 PBh/a zu erwarten ist, da zwei neue Anlagen in Betrieb gehen, und mit ihren Planzahlen den Durchschnitt zunächst noch etwas senken werden. In Vorarlberg wird durch die Inbetriebnahme eines neuen BHKW sowie durch die Annahme der verstärkten Auslastung eines bereits installierten Standby-BHKWs in 2008 ein Anstieg der theoretischen Volllaststunden auf 5.353 PBh/a erwartet.

¹⁶ subjektive Einschätzung des Projektleiters, Aussage wurde nicht quantifiziert.

¹⁷ Werte seit 2006 korrigiert, vergl. [22, Seite 11]

Die Betriebsdauer einzelner Motoren beträgt gemäß Angabe einiger Betreiber durchaus > 7.500 Bh/a (Vorarlberg n=31, Südtirol n=9), das heißt die Teillastbetriebszeiten sind hoch und somit liegt theoretisch eine durchschnittliche Reservekapazität¹⁸ von 28,74% vor.

8.3.2 Rührwerke

Klare Trends in der Rührwerkskonstruktion weisen auf immer stärkere RW-Statiken hin, weniger Anschlussleistung und Drehzahl dafür Permanentbetrieb. Als Hauptstromverbraucher an Biogasanlagen liegt hier eines der Optimierungspotentiale in jedem Biogasanlagenbestand. Langsam laufende, kleinere Rührwerke im Dauerbetrieb können energietechnisch eine interessante Variante darstellen.

Die durchschnittliche, spezifische Rührleistung von 20,3 W/m³ ist vergleichsweise zu Anlagen in Deutschland oder Österreich hoch und im Vergleich zu Vorarlberg genau gleich, was in dieser Anlagengröße keinen Zufall darstellt. Es werden verhältnismäßig kleine Fermenter betrieben, wobei die meisten am Markt erhältlichen Rührwerke größer dimensioniert sind. Es liegt somit eine Überkapazität der installierten Rührwerksleistung vor, was durch kürzere Rührintervalle und geringeren Betriebszeiten teilweise kompensiert werden kann.

Grundsätzlich kann angenommen werden, dass in der Praxis höhere spezifische Rührleistung zu weniger Intervallbetrieb und weniger Rührdauer führt. An dieser Stelle wird jedoch ausdrücklich vor zu geringen Rührintervallen v.a. im Zusammenhang mit Energiepflanzenverwertung gewarnt.

Anlagen mit hoher Faserbelastung neigen v.a. in der Startphase zu erhöhter Schwimmdeckenbildung. Zur Vorbeugung dieser Fälle wurden in Vorarlberg ab 2002 bei allen Neuanlagen seitliche Sichtfenster vorgesehen. In Südtirol sind die seitlichen Schaugläser selten zum Einsatz gekommen. 22 Anlagen weisen in ihren Hauptfermentern (Fermenter 1) Schaugläser aus. Damit ist der Blick über die gesamte Gärsubstratoberfläche jederzeit und sehr einfach möglich. In der Betreuungsroutine stellt die Sichtkontrolle der Gärstoffe sowie des Schwimmschichtverhaltens einen wesentlichen Bestandteil dar.

8.4 Massen- und Energiebilanzen

Die individuellen ME-Bilanzen können als erste Maßnahme in der empfohlenen Betriebsoptimierung mit dem Betreiber gemeinsam reflektiert werden. Dabei können dem Betreiber die biologischen und verfahrenstechnischen Zusammenhänge zwischen Input und der Prozessstabilität anhand der eigenen Betriebsdaten nahe gebracht werden. Dies oder eine ähnliche Nachschulung sollte wieder zur regelmäßigen Datenaufzeichnung und Überwachung der Prozessstabilität motivieren.

Der Vergleich der Massenbilanzen Südtirol und Vorarlberg (vergleiche Abbildung 3 mit Abbildung 6) zeigt in Vorarlberg einen höheren Anteil an Energiepflanzen- und Cosubstratnutzung auf. Runde 41% der Biogasmenge in Vorarlberg sind auf den Beitrag der Cosubstrate zurückzuführen, während es in Südtirol rund 35% sind. Biogas und Energie wird in beiden Beständen gleich viel erzeugt, nämlich ein Äquivalent von rund 13 GWh_e/a (siehe Tabelle 11).

¹⁸ Reservekapazität: 5.701 Bh/a gemessen an praktisch leistbaren 8.000 P Bh/a.

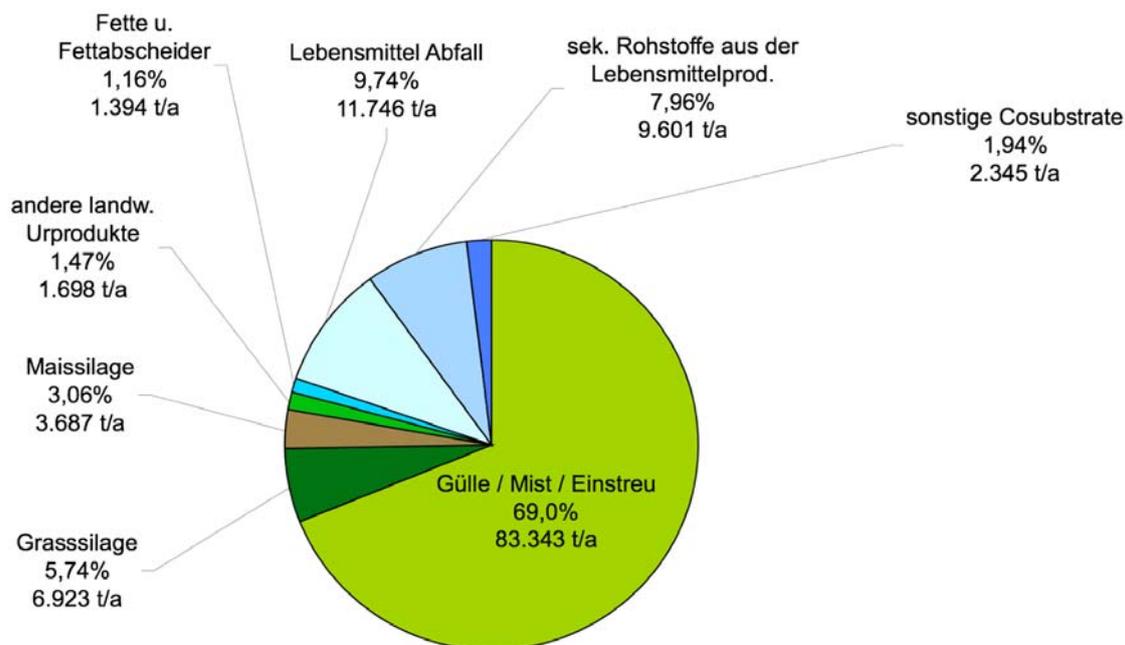


Abbildung 6: Gärrohstoff Umsatzanteile im Bestand Vorarlberg 2005/06.

Im Vergleich zu Vorarlberg ist festzuhalten, dass es sich in Südtirol bei den NaWaRo-Anlagen meistens um reine Güllebetriebe und um „Eigenversorger-Betriebsmodelle“ handelt.

Gemäß Abbildung 6 liegt in Südtirol der Großteil der Rohstoffe im flüssig-breiigem Bereich (z.B. Gülle, Speisereste, Trester u.a.) und weniger im festen-faserigem Bereich (z.B. Energiepflanzen). Damit besteht hier in der Vorarlberger sowie in der Südtiroler Biogaspraxis gegenüber dem österreichischen Durchschnitt [13] ein markantes Unterscheidungsmerkmal. In Österreich werden 58% Energiepflanzen, 34% Wirtschaftsdünger und 7,7% organische Abfälle zum Einsatz gebracht. Am Energiepflanzenanteil dominiert die Maissilage mit 80%.

8.4.1 Gärstofftypen – mäßig intensive Cofermentation

Die Kofermentationsbetriebe in Südtirol verarbeiten um etwa die Hälfte weniger Cosubstrate als die Anlagen in Vorarlberg (Tabelle 11). Nur 2 Kofermentationsbetriebe werden in Südtirol intensiv betrieben, d.h. verarbeiten mehr als 30 Gew.% Cosubstrate. Allgemein ist jedoch der Massenanteil an Cosubstratumsätzen mit < 21% in Vorarlberg und in Südtirol < 13% niedrig: mäßig intensive Cofermentation.

An Südtiroler Biogasanlagen sind 10 landwirtschaftliche Urprodukte und 15 verschiedene Cosubstratklassen im Einsatz, während in Vorarlberg die Gärstoffvielfalt höher ist (11 Urprodukte und 25 Cosubstratklassen, siehe Tabelle 11).

Bei beiden Beständen handelt es sich um mäßig intensive Cofermentationsstandorte, gemessen an der 30%-Schwelle, Massenanteile am Gesamtinput, welche in Österreich für landwirtschaftliche Kofermentationsanlagen zulässig und förderungswürdig ist.

Extensive Anlagennutzung (vulgo „NaWaRo-Anlagen“), hauptsächlich reine Rindergüllebetriebe, gibt es in Südtirol fast doppelt so viele wie in Vorarlberg. Die Biogasanlagen setzt jedoch in Vorarlberg 5,6-mal mehr Energiepflanzen (z.B.: Gras- oder Maissilage) als in Südtirol um.

Tabelle 11: Vergleich der Inputströme und der berechneten Gas- und Energieanteile, gemäß der Energiebilanz im Anlagenbestand.

		Südtirol 2007	Vorarlberg 2006
Summe Input	t/a	139.059	120.637
Cosubstrate	t/a	16.850	25.086
Gülle, Mist, Einstreu	t/a	120.027	83.243
davon Rindergülle	t/a	106.380	73.607
NaWaRo Mengen (Mais, Gras, etc.)	t/a	2.182	12.307
Massenanteil Cosubstrate, zirka	%	12	21
Substratklassen:			
Urprodukte (Gülle, Stroh etc.)	Klassen	10	11
Cosubstrate	Klassen	15	25
Biogasmenge, zirka	Mio. m ³ /a	7,2	7,3
Biogas aus Cosubstraten, zirka	Mio. m ³ /a	2,5	3,0
Biogas aus landwirtschaftlichen Urprodukten	Mio. m ³ /a	4,7	4,3
Anteil aus Energiepflanzen, zirka	%	18	31
Zugeordnete landwirtschaftliche Nutzflächen	ha	1.840	1.380
Tierbestand	DGVE	5.390	3.000
Besatzdichte	DGVE/ha	2,9	2,2
Energie Soll-Referenzwert gem. Tabelle 6	GWh _{el} /a	12,973	13,005

In Bezug auf die landwirtschaftliche Nutzfläche ist Vorarlberg intensiver (18,2t/ha*a Cosubstrate, doppelt so viel wie Südtirol), während Südtirol mit einer Besatzdichte von 2,93 DGVE/ha um ein Drittel über dem Vorarlberger Wert liegt. Die qualitative Zusammensetzung der Cosubstrate (Nähr- und Inhaltstoffe) bestimmen die tatsächliche Jahres-Nährstoffzufuhr, was im Rahmen dieser Studie nicht quantifiziert wurde.

8.5 Effektive CO₂-Einsparung

Rund 7.000 t/a CO₂-Einsparung werden in Südtirol der Biogasnutzung zugeschrieben, sofern der UTCE-Strommix und Heizöl substituiert werden. Diese Einsparung ist korrekterweise um eine hier nicht näher quantifizierte Klimabelastung, welche auf Gasverluste oder Gärstofftransport zurückzuführen ist, zu reduzieren. Das relative Treibhauspotenzial oder das „CO₂-Äquivalent“ für unverbranntes Methan (CH₄) beträgt bei einem Zeithorizont von 100 Jahren ca. 25. Das bedeutet, dass ein Kilogramm CH₄ 25-mal stärker zum Treibhauseffekt beiträgt als ein Kilogramm CO₂.

Somit wird die Bedeutung von Nachgärung und abgedeckten, an das Gassammelsystem der Biogasanlage angeschlossenen, Güllelagern deutlich. Gasverluste durch Überproduktion oder Funktionsstörungen der Gassicherheitstechnik bewirken denselben Schaden und sind in jedem Fall zu vermeiden.

In Anbetracht der Klimarelevanz kann der Transport von Frischgülle zu Biogasanlagen noch weiter als lediglich über ihren Energiegehalt gerechtfertigt werden. Eine erweiterte Vollkosten-Nutzenanalyse kann die Transport-CO₂-Emissionen mit dem Treibhauspotenzial unbehandelter Gülle gegen rechnen, und damit durchaus längere Wegstrecken nutzbringend erscheinen lassen. Ein neuer Break-Even Point für Gülletransport könnte auf Basis der Klimadiskussion definiert werden.

8.6 Prozessstabilität

Grundsätzlich eignen sich Momentanaufnahmen oder Einzelanalysen der Prozesszustände nicht für einen generellen Bestandsvergleich. Dennoch erlauben die Zahlen in der Tabelle 12 pauschal

festzuhalten, dass der biologische Prozess beim Großteil der Anlagen stabil ist. In Einzelfällen ließe sich durch regelmäßige Beobachtung eine Störung vermeiden (siehe Kapitel 9).

Tabelle 12: Vergleich der Prozesskennzahlen, Mittelwerte der Einzeluntersuchungen.

		Südtirol 2007	Vorarlberg 2006
a.	Abbaugrad* oTS nach 1. Gärstufe	54,0	53,75
	Abbaugrad* oTS nach 2. Gärstufe	59,5	66,99
b.	Raubelastung Rb	2,29	2,47
	Aufenthaltszeit HRT	48	49,69
	Gasproduktionsrate Gp	1,02	1,22
c.	pH-Wert im Fermenter	7,75	7,78
	Flüchtige Fettsäuren (FFS) im Fermenter	2.419	3.310
	Alkalität im Fermenter	12.731	13.151
Anlagen haben/sind...			
	• große verfahrenstechnische Reserven	23	≈ 20
	• an der verfahrenstechnischen Schwelle	7	≈ 10
	• Hemmung der Gasproduktion	1	3
	• Regelmäßige Messung der biologischen Parameter (FFS, Alkalität, pH etc.)	5	4

Der Abbaugrad nach der 2. Gärstufe ist in Vorarlberg höher als in Südtirol, was mit der stärkeren Kofermentation zusammenhängen kann. Die verfahrenstechnischen Prozessparameter (Tabelle 12, Punkt b) weisen im Bestand Vorarlberg auf eine tendenziell kleinere Anlagendimensionierung hin, wobei in beiden Beständen allgemein (bis auf wenige Ausnahmen) eine Überdimensionierung der Fermenter vorliegt.

Die biologischen Parameter (Punkt c) widerspiegeln die geringfügig kleinere Dimensionierung der Fermenter in Vorarlberg indem die flüchtigen Fettsäuren über 3.000mg/l liegen, wobei hinzuzufügen ist, dass dies auch durch einen einmaligen Datenausreißer bedingt war. Die mittlere Alkalität ist in beiden Beständen hoch und es werden damit größtenteils stabile Prozesse gefahren.

Alle Kennzahlen sind charakteristisch für landwirtschaftliche Biogaserzeugungsprozesse und zeigen auf, wie stabil und unkompliziert die anaerobe Fermentation auf Basis von Rindergülle ist. Ungleich schwieriger gestalten sich Monovergärungen. Beide Bestände haben somit Input-bedingt ideale Voraussetzungen für eine stabile, sichere und verlässliche Biogasgewinnung mit verfahrenstechnischen Reserven, die zur Zeit aufgrund der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen nicht zwingend an allen Anlagen ausgereizt werden müssen.

Anlagen am verfahrenstechnischen Limit hingegen müssen zumindest in diesen Parametern regelmäßig überwacht werden.

8.7 Betriebswirtschaftliche Aspekte

Gemäß der Einschätzung der Betreiber sind die Biogasanlagen aus unternehmerischen Gesichtspunkten interessant („wirtschaftlich“, vergleiche Kapitel 7.1.6). Allerdings fehlt auch in Südtirol eine langfristige Planungssicherheit für den Investor und die Herstellerbranche. Steigende Rohstoffkosten werden naturgemäß nicht direkt - etwa mit einer synchronen Aufwertung der Grün(strom)zertifikate - kompensiert, sodass zwischen den Einnahmen und den Ausgaben streckenweise Defizite auftreten können.

Dies hat 2007 in Österreich und Deutschland zu erheblichen betriebswirtschaftlichen Schwierigkeiten von Anlagen geführt. Besonders unter den NaWaRo-Biogasanlagen, die - ihrem Geschäftsmodell zufolge - einen Großteil der Gär-Rohstoffe zukaufen mussten, kam es vereinzelt zu Insolvenzfällen. Weitere Anlagenschließungen und Neuübernahmen sind in den kommenden Jahren zu erwarten. Biogasanlagen mit direktem Flächenbezug dagegen konnten an ihrem langfristigen, wirtschaftlichen Ziel festhalten.

Gemäß Tabelle 13 waren Förderungen als verlorene Zuschüsse in Südtirol deutlich höher als in Vorarlberg. Ebenso bestand im Erhebungsjahr für Südtiroler Biogas-Stromerzeuger ein sehr vorteilhafter, wenngleich veränderlicher Einspeisetarifdurchschnitt (siehe auch Kapitel 7.1.6).

Tabelle 13: Vergleich Investition und Förderung (vergleiche Tabelle 3).

		Südtirol 2007	Vorarlberg 2006
Gesamtinvestition	Mio. €	11,7	10,3
Spezifische Investition BHKW-Anlagen	€/kW _{el}	3.631	3.880
Spezifische Investition Gemeinschaftsanlagen	€/kW _{el}	3.833 - 8.433	Nicht vorhanden
Investitionsförderungen als verlorener Zuschuss	Mio. €	4,9	1,3
Einspeisetarif Durchschnitt	€/kWh _{el}	16,25 volatil	14,26 fix
Einspeisetarif Durchschnitt Prognose 08	€/kWh _{el}	17,7 volatil	
Spezifische Investitionskosten (SI):			
SI aller je investierten BHKW-Anlagen	€/kW _{el}	3.631	In Arbeit
SI aller aktiven BHKW-Anlagen in 2007	€/kW _{el}	4.441	In Arbeit
SI Jahresstromproduktion	€/kWh _{el}	1,64	0,748

Die extensiven Biogasnutzungsstrategien (Gasverbrennung und reine Güllebetriebe) sind in Südtirol häufiger als in Vorarlberg (Tabelle 8). Ältere Anlagen, welche bereits abgeschrieben sind, können sich womöglich die extensive Nutzungsstrategie eher leisten als neue. Es könnte gefolgert werden, dass in Südtirol solche Anlagen ohne, oder nur mit wenig, Profit arbeiten, was nur durch eine entsprechende Analyse nachgewiesen werden kann. Hier liegt ein Anknüpfungspunkt, die beiden Bestände im Hinblick auf Wirtschaftlichkeit zu vergleichen, wofür mit den Rohdaten der Studie ausführliche Berechnungsgrundlagen vorliegen.

8.7.1 Modell Gemeinschaftsanlagen

Die durchschnittliche Investitionshöhe der Biogasanlagen in den beiden Regionen ist vergleichbar, wobei die Gemeinschaftsanlagen in Südtirol weit höhere spezifische Kosten aufweisen (Tabelle 13). Hier bestanden beim Bau strenge Auflagen im Hinblick auf Geruch- und Lärmreduktion und mitunter waren aufwendige Erdbewegungen oder Hangsicherungen, Auffangbecken für Fermenter-Havariefälle etc. erforderlich. Teile der Wärmeauskoppelung (Gasleitung oder Wärmefernleitung, z.B.: A01) schlagen hier zu Buche.

Die höheren Kosten werden an den Gemeinschaftsanlagen durch höhere Auslastungsgrade, d.h. mehr Betriebstunden und relativ höhere Stromproduktion, kompensiert. Daher sind die Investitionskosten pro Jahresstromproduktion hier am niedrigsten (siehe Tabelle 3).

Bei sehr hohen Investitionssummen ist für eine positive Wirtschaftsbilanz eine optimale Auslastung der Anlage anzustreben, wenngleich die nicht-monetär quantifizierbaren Umwegrentabilitäten einer Gemeinschaftsanlage Grund für einen, im weitesten Sinne, „Gewinn bringenden“ Betrieb sein können.

Die 5 Gemeinschaftsanlagen (z.T. Genossenschaften) fassen die Gülle aus beteiligten Höfen zusammen und betreiben somit eine Gülle-Aufbereitungs- und Abholgemeinschaft. Die Güllelageung wird als Dienstleistung kostenfrei angeboten. Damit ersparen sich reine „Güllebetriebe“ (Veredelung oder Milchproduktion) mancherorts die Anschaffung eines neuen Güllelagers. Die Gülle wird professionell und emissionsarm gelagert und erfährt noch durch die Biogasbehandlung eine qualitative Aufwertung.

Die Zusatzdienstleistungen (Full-Service-Modell¹⁹) gestalten sich wie folgt:

- Gülle-Abholung/-Bringung/-Verteilung/-Ausbringung
- Stroheinkauf und Stroh Zustellung

¹⁹ Nicht jede Genossenschaft bietet das „full service“ an. Bei A04 müssen die Betreiber an ihren Höfen zwei Güllelager haben.

- Heutrocknung
- Ballenpresse

Transportwege, Spritpreis und die volatile Bewertung der Grünzertifikate prägen die Wirtschaftlichkeit der Gemeinschaftsanlagen. In einer einschlägigen Untersuchung [23] sind bei einem Modell bis zu 4,0 €/m³ Transportkosten tragbar, während in einem anderen Modell der Gülletransport nur über Verrohrung betriebswirtschaftlich sinnvoll erscheint. In beiden Fällen wurde eine kommerzielle Wärmenutzung bei 2,5 €/kWh_{th} als ein „Muss“ veranschlagt, was an der Benchmark Biomasse (durchschnittliche, spezifische Kosten von Hackschnitzel im Jahr 2006) liegt.

Die Gesamtkosten für das Full-Service-Konzept dürfen der genannten Studie zufolge 4,0 €/m³ Gülle Transportspesen bei dem weitest abgelegenen Hof nicht überschreiten. Das Kostenlimit für Transport und Ausbringung wurde für den Durchschnitt der Betriebe mit 3,0 €/m³ berechnet. Alle Gemeinschaftsanlagen sind Genossenschaften. Die Güllelagerung erfolgt hier entweder an der Anlage oder in Feldlagern. Einige Bauern haben an der Hofstelle ein zweites Güllelager für die vergorene Gülle errichtet. Das Transportfahrzeug kann daher stets mit hohen Auslastungsgraden verkehren.

In Vorarlberg ließ sich bis dato (2008) keine Betreibergemeinschaft dieser Organisationsart realisieren, wengleich einige Vorarlberger Privatanlagen²⁰ die Gülle benachbarter Betriebe mitverarbeiten und gegen Selbstabholung wieder dem jeweiligen Nachbarn zurückgeben.

9 Ausblick Anlagenoptimierung

Zunächst sind die individuellen Optimierungsansätze im Zwiegespräch mit den Betreibern zu erörtern. Hierfür könnte eine Betreibersprechstunde eingerichtet werden, in der an einzelnen Anlagen vor Ort oder gestaffelt hintereinander am selben Ort zuerst die jeweilige Massen- und Energiebilanz und später spezifische Fragen besprochen werden können. Grundvoraussetzung ist das persönliche Engagement des Betreibers und die Eigeninitiative an einer solchen Beratung.

Die individuellen Optimierungsansätze sind sehr unterschiedlich.

Beispiele:

- Eines der wesentlichen Ansätze ist die Herstellung einer geregelten Nachgärung bei A03 zur Sicherstellung von bis zu 20% mehr Gasertrag trotz gleich bleibender Beschickung. Das tatsächliche Biogaspotential ließe sich mittels Batch-Ausgärversuchen genau ermitteln.
- Bei A03 sollte auch die Entschwefelungsanlage neu gestartet werden. Hier lagen zum Zeitpunkt der Erhebung bis zu 1.000 ppm H₂S im Biogas vor.
- Die Betriebszeiten der BHKW sollten im Einzelgespräch mit dem Technikpartner genau überdacht werden: Sind viel Teillast oder wenig Volllast günstiger (betrifft fast alle BHKW-Biogasanlagen)?
- Der Einsatz von teuren Cosubstraten oder Energiepflanzen ist vereinzelt (A04, Energiepflanzen, Futtermittel) betriebswirtschaftlich kritisch zu hinterfragen und einer Voll-Kosten-/Nutzenanalyse zu unterziehen. Energiepflanzennutzung und Anbauberatung.
- Schwimmdeckenvorbeugung: Wie erkennt man frühzeitig Schwimmdeckenbildung? Präventionsmaßnahmen schulen (A20, A26).
- BHKW-Abwärmenutzung herstellen (A02, A03) bzw. erweitern (fast alle BHKW-Betreiber), und dadurch den Gesamtwirkungsgrad steigern.
- Jahresnutzungsgrad an BGA mit kalorischer Gasnutzung: genaue Ermittlung der Wärmeströme (Fermenterheizung, Verteilverluste, Nutzwärme etc.). Dazu Verwendung von modernen Messinstrumenten. Bei Kessel-Ersatz oder -nachrüstungsbedarf sollte unbedingt

²⁰ Privatanlage; d.h.: ein Eigentümer (Einzelunternehmen oder GmbH), keine Gemeinschaft.

die Variante BHKW geprüft werden, da dadurch der Jahresnutzungsgrad um den Stromanteil erhöht werden könnte (A06, A07, A08, A20, A21, A28).

- Sommer- und Winterlasten kritisch rechnen - verfahrenstechnische Kennzahlen prüfen (A19, A20, A23, A25, A30).
- Geeignete Probenahmestellen für die schnelle und unkomplizierte Entnahme von frischem Gärsubstrat aus dem(n) Fermenter(n) für die Überwachung der Prozessstabilität schaffen (fast alle Anlagen insbes. A01, A03, A04, A12, A15, A19, A30 etc.).
- Erstellen von Grobstudien für Anlagenerweiterung oder Neuanlagen.
- Erstellen von Wirtschaftlichkeitsberechnungen an bestehenden oder projektierten Anlagen.
- Betriebs- und Prozessoptimierungsprogramm starten, d.h.: Prozessparameter regelmäßig messen (alle Anlagen, die am verfahrenstechnischen Limit operieren, vergl. Kapitel 7.5)

9.1 Anlagensicherheit – Stand der Technik

Vereinzelt sollte das Gastechnik- und Sicherheitsthema an den Biogasanlagen bearbeitet werden. Ziel müsste die flächendeckende Erreichung des Standes der Technik sein, um eine Risikominimierung an den Anlagen zu gewährleisten. Damit wären nicht nur Gefahrenquellen für Mensch und Anlagenbetrieb gebannt, sondern auch das Image der Biogastechnologie nachhaltig abgesichert.

9.2 Schulungen

Grundsätzlich sollten alle Betreiber mindestens einmal eine Grundausbildung (Betreiberschulung) besucht haben. Es werden dabei die in Österreich und in der BRD entsprechende Veranstaltungen angeboten, die analog in Bozen abgehalten werden könnten. Referenten, Fachexperten sowie die Schulungsgänge könnten übernommen oder geringfügig adaptiert werden.

26 befragte Betreiber in Südtirol haben Interesse an einer Biogasschulung im Herbst 2008. In den Schulungen sollten folgende Themenschwerpunkte intensiv erlernt, bzw. immer wieder aufgefrischt werden:

9.2.1 Passiver Schulungsteil

- Verfahrenstechnik: Klassiker und Neuentwicklungen.
- Stand der Sicherheitstechnik und Sicherheitsvorschriften an landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Europa, Italienische Normen und Richtlinien.
- Prozessbiologie und Prozessstabilität.
- Substrate und ihre Eigenschaften, biologische und wirtschaftliche Einschätzung von Gärrohstoffen.
- Biogasszene Südtirol - Vorarlberg – Österreich – Europa, Trends, Rahmenbedingungen, Studien, Anlagenvergleiche. Was geschieht in der Forschung und wie entwickelt sich die Praxis?
- Finanzierung/Steuer und Recht, Förderung Biogas.
- Wirtschaftlichkeit von BG-Anlagen. Seminar um das „Schräubchendreher“ zu erlernen.
- Neuorientierung: Gaseinspeisung, Mikroturbinen und Brennstoffzelle etc.
- Wege der sinnvollen Abwärmenutzung.
- Energiepflanzen: Nutzung – Potentiale – Anbaustrategien – Kosten.

9.2.2 Aktiver Schulungsteil

- Planen einer Biogasanlage (Lageplan).
- Erstellen einer Anlagen-Auslegung mit Massen- und Energiebilanz.
- Erstellen einer eigenen Wirtschaftlichkeitsanalyse.
- Buchhaltung an der Biogasanlage.
- Bestimmung spezifischer Prozesskennzahlen zur Bestimmung der Prozessstabilität.

Der Schulungsumfang (Dauer und Inhalte) können international abgestimmt werden, um auch überregional ein einheitliches Niveau zu gewährleisten.

9.3 Gründung einer Interessensgemeinschaft Biogas

In Vorarlberg ist seit Abschluss der Biogasstudie eine solche IG gegründet worden. Unter der Koordination von einem Obmann mit zwei Stellvertretern bzw. der Unterstützung der Landwirtschaftskammer wurden folgende gemeinschaftlichen Unternehmungen gemacht:

- Organisation und Durchführung einer Betreiberschulung im Land Vorarlberg
- Untersuchung seuchenhygienischen Aspekten der Biogaskgülle (Umweltamt),
- Systematische Erfassung der Nährstoffkreisläufe und Flächenbelegung (Cross Compliance)
- Jährliche Sammelanalysen der Prozessstabilität anhand flüchtige Fettsäuren, Alkalität, pH-Wert.
- Sammelbestellung für die jährlich erforderlichen Nachweise für die Übereinstimmung der Massen- mit den Energiebilanzen.
- Allgemeine Steuer- und Rechtsberatungen.
- Gründung von Einkaufsgemeinschaften bei BHKW-Ersatzteilen, Servicechecks, Rührwerken, Laboranalytik, Labordienstleistungen (GC) etc.
- Biogasstammtisch als Praktikerrunde, viertel oder halbjährlich: Zusammenkunft interessierter Betreiber zum Austausch von Erfahrungen und Neuigkeiten. Es werden Fachexperten oder Bieterfirmen als Vortragende geladen und Lehrfahrten organisiert

9.4 Qualitätssicherung

Vorbildlich geführte Anlagen machen Schule: Es wird anhand guter Praxiserfahrungen ein allgemeingültiges Betriebs-Pflichtenheft mit messbaren Zielen erstellt, welches zunächst als unverbindliche Richtlinie und nach einer mehrjährigen Erprobung im Anlagenbestand flächendeckend und verbindlich umgesetzt wird.

Folgende Inhalte könnte dieses Pflichtenheft haben:

- Definition der sauberen, ordentlichen Anlage
- Anlage nach Stand der (Sicherheits-) Technik
- Einhaltung der Wartungs- und Instandhaltungspläne
- Vollständige Betriebsdokumentation und Prozesskontrolle
- Wahrnehmung und Erfüllung einer agrarökologischen Verantwortung, d.h.: Boden-, Grundwasser- und Klimaschutz weiterhin gewährleisten (Gasverluste minimieren, Nährstofffrachten ermitteln etc., siehe Kapitel 9.5)
- Gewährleistung einer Betriebsleitervertretung (Partnerbetrieb)
- Fortbildung und ständige Betriebsoptimierung
- Konstante Betriebsführung am verfahrenstechnischen Optimum – keine Gasüberproduktion.
- Sorgfältiger Umgang mit Gärrohstoffen und dem Dünger

Im Idealfall der Qualitätssicherung ist für den gesamten Bestand eine Formel zu finden, die Anlagenbetreiber unbürokratisch zusammenführt und den Gesamt- und Gemeinnutzen der Biogasanlagen sichern und sogar steigern hilft. Systeme die Anlagen elitär ausschließen und aufwendig administriert werden, wie das etwa Güllegütesiegel z.T. ungewollt machen, sind zu vermeiden. „Synergie statt Polarisierung/Diskriminierung, könnte dabei das Arbeitsmotto lauten.

9.5 Steigerung von Energieausbeutegraden und positiven Umwelteffekten

Anlagen mit hohen Energieausbeutegraden (z.B. viel Wärmeverwertung, wenig Energieverluste, gar keine Gasverluste) erfüllen den ursprünglichen Sinn und Zweck der Biogasbewirtschaftung eher als solche, die rein stromgeführt ein quantitatives Vergütungsziel anstreben und dabei mitunter sogar Gas verlieren (Überproduktion). Eine qualitative Beurteilung der Betriebsführung zur Entlohnung oder Prämierung der erbrachten Leistung kann dieser Umwelttechnik noch mehr Schärfe verleihen. Schließlich liegen ja der volkswirtschaftliche Auftrag und die Zielvorgaben der gemeinschaftlich finanzierten Förderung und Vergütung für Biogasnutzung weit höher, als nur in der Grünstromerzeugung!

Folgende Kennzahlen können dabei differenzierte Bewertungskriterien darstellen:

- Jahresnutzungsgrad der Wärmeverwertung
- Energieausbeutegrad: Ratio Gärstoffinput-Gaspotential zu tatsächlich verwerteten, ausgekoppelten Energie auf Basis wiederkehrender Massen- und Energiebilanzen. Somit wird auch der Prozessenergiebedarf (Strom/Wärmeverbrauch der Anlage) beurteilt bzw. Gasverluste bei Gasüberproduktion, offenen Güllelagern oder mangelhaften Sicherheitseinrichtungen etc. mit bewertet.
- Erfassungsquote der umliegend, verfügbaren Güllemengen. Wieviel GVE hängen am Rohstoffumsatz der Anlage? Wie hoch ist die Besatzdichte der mit Biogasgülle bewirtschafteten Flächen (Nährstoffumsätze NPK der Cosubstrate einberechnet)?
- Welche Praktiken werden im Zuge der Biogasgülledüngung noch zum aktiven Grundwasserschutz beigetragen (Fruchtfolgen, Winterbegrünung etc.)?
- Logistischer Aufwand bei der Gärstoffanlieferung und dem Güllemaangement (Lagerung, Ausbringung) mit besonderer Berücksichtigung des Transportaufwandes, z.B. gemessen an kumulierten Wegstrecken oder dem Spritverbrauch bzw. den CO₂-Emissionen.

Die Erhebung solcher Gütekriterien ist naturgemäß aufwendiger als die Ablesung von Zählerständen, doch sie wird den umfassenden Chancen und Risiken der Biogasgewinnungs- und Verwertungstechniken besser gerecht. Selbstverständlich darf die Einführung eines solchen QM-Systems nicht obligatorisch und als Auflage erfolgen, sondern zunächst als eine freiwillige, allenfalls ideell oder mit einer kleinen Anerkennung gewürdigten, Optimierungsmaßnahme.

9.6 Beitrag der autonomen Regierung bzw. des Bauernbundes

Grundsätzlich sollte bei allen unterstützenden Maßnahmen stets die Eigeninitiative der Betreiber stimuliert werden und keine rein passive Förderung geboten werden. Als höchstes Ziel und Prämisse aller gestützten Optimierungsansätze ist die Selbstverantwortung, die Unabhängigkeit sowie die Selbständigkeit der Betreiber festzulegen. Nachstehend ein paar unverbindliche Empfehlungen:

1. Betreiberschulung und Einzelberatungen anbieten, organisieren und abhalten.
2. Anregen einer Campagne zur Erhöhung der Anlagensicherheit sowie der Überwachung und Steuerung der Prozessstabilität.
3. Beauftragung einer Folgestudie zur Erhebung des noch ungenutzten Biogaspotentials
4. Leistungspaket Biogasanlagenbetreuung anbieten, Messprogramme lancieren
5. Betriebshelferdienst auch auf Biogasbetrieb einschulen
6. Öffentlichkeitsarbeit fortsetzen
7. Austausch mit der Biogasszene Vorarlberg initiieren (Exkursionen gegenseitig organisieren)
8. Forschung und Entwicklung (Kooperation mit BOKU oder Italienischen Universitäten anregen)

Diese Empfehlungen wurden fast gleichlautend für den Vorarlberger Biogasbestand gemacht, da sich die jeweilige Entwicklung wohl in einer ähnlichen Phase befindet.

Die Biogasstudie Vorarlberg 2006 wurde von mindestens zwei Universitätsinstituten zur weiteren Analyse übernommen. Zur Zeit wird im Rahmen der Denkwerkstatt „Energiezukunft Vorarlberg“, ein Auftrag der Landesregierung Vorarlberg - unter anderen Energiethemata - auch Ziele einer langfristigen Biogasnutzungs-Strategie erarbeitet.

Der Erfahrungsaustausch zwischen den beiden Szenen in Form von Exkursionen ist ausdrückliche Empfehlung dieser Studie.

10 Ansprechpartner

Die aktuellen Adress-Stammdaten der 30 Südtiroler Anlagenbetreiber wurden in der Rohdaten Datei erfasst, welche dem Auftraggeber übergeben wurde. Ansprechpartner zur Einsichtnahme bzw. Weiterverwendung der Rohdaten ist:

Autonome Provinz Bozen – Südtirol
Vertreten durch:

Dr. Martin Pazeller, Martin Stuppner, Paul Steger
Abteilung 31, Landwirtschaft
Brennerstrasse 6
Landhaus 6
39100 Bozen
Italien

Tel.: 0039 0471 415 180
Fax: 0039 0471 415 198

Bei Fragen zu den Inhalten bzw. zur Rohdatendatei ist anzusprechen:

Mátyás Scheibler, Technisches Büro
für Umwelt- und optimiertes
Bioressourcen-Management
Frühlingstrasse 9b, 6922 Wolfurt, AUT
Tel.: 0043 644 137 80 71
matyas.scheibler@fruehlingstrasse.net

11 Budget und Leistungen

Die Studie wurde mit 19.986,20 Euro (exkl. Mwst.) beauftragt. Davon waren rund 5.000,00 Euro (exkl. Mwst.) als Nebenkosten vorgesehen (Fahrtkosten, Material, Laborkosten, Laborbedarf).

12 Weiterführende Literatur

- 1) Amon T.; Kryvoruchko V.; Hopfner-Sixt K.; Amon B.; Bodiroza V.; Ramusch M.; Hrbek R.; Friedel J.; Zollitsch W.; Boxberger J., 2006: Strategien zur nachhaltigen Biogaserzeugung aus Energiepflanzen durch standortangepasste Fruchtfolgesysteme, Sortenwahl und optimale Ernte. Beitrag zum Fachkongress Biogas 06, 22.-23.02.06 in Linz
- 2) Amt der Vorarlberger Landesregierung, Abteilung Abfallwirtschaft (Vle), 2004: Biogene Abfälle in Vorarlberg. Verwertung und Entsorgung, Bregenz
- 3) Bayer. Landesamt für Umweltschutz (Veranst.), 2002: Biogasanlagen – Schwerpunkt Anfallwirtschaft. Fachtagung am 25. November 2002, Augsburg
- 4) BMWA, Technische Grundlage für die Beurteilung von Biogasanlagen, Österreich 2003.
- 5) Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, 2005: 89. Verordnung des Bundesministers für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft, mit der die Abfallverzeichnisordnung geändert wird (Änderung der Abfallverzeichnisordnung). BGBl. II Nr. 89/2005
- 6) Bundesgesetzblatt für die Republik Österreich, 2006: 105. Bundesgesetz, mit dem das Ökostromgesetz, das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz und das Energie-Regulierungsbehördengesetz geändert werden (Ökostromgesetz-Novelle 2006). BGBl. Nr. 105/2006
- 7) Eder, B., 2006: Biogas-Praxis : Grundlagen - Planung - Anlagenbau - Beispiele - Wirtschaftlichkeit. 3. vollst. Überarb. Auflage, Staufen bei Freiburg
- 8) Fachverband Biogas e.V.: Biogas Journal. Erscheint mehrmals pro Jahr.
- 9) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2004: Biogas-Anlagen. 12 Datenblätter

- 10) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2004: Handreichung. Biogasgewinnung und –nutzung, Leipzig
- 11) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., 2005: Ergebnisse des Biogas-Messprogramms, Gülzow
- 12) Hoffstede U.; Kerzendorf J.; Klopotek F., 2005: Biogas Hessen – Endbericht. Wissenschaftlich-technisch-ökonomische Evaluation geförderter hessischer Biogasanlagen. Hrsg.: Hessisches Ministerium für Umwelt, ländlichen Raum und Verbraucherschutz, Felsberg sowie entsprechender Fachtagungsbeitrag „Mit Biogas Geld verdienen – Worauf kommt es an?“ ISET, Verein an der Univ. Kassel, 2005.
- 13) Hopfner-Sixt, K., Amon, T. (2006): Analyse und Optimierung neuer Biogasanlagen. Projektnummer: 809288. Unterstützt von der Österreichischen Forschungsförderungsgesellschaft mbH (FFG) und dem Forum Biogas. Endbericht.
- 14) Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) Darmstadt, 2004: Betriebsplanung Landwirtschaft 2004/2005. KTBL-Datensammlung. Daten für die Betriebsplanung in der Landwirtschaft.
- 15) Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) Darmstadt, 2004: Die Landwirtschaft als Energieerzeuger. KTBL-Schrift 420. Wo liegen die Chancen für Biogas, Biokraftstoff, Biobrennstoff und Fotovoltaik. KTBL-Tagung vom 30. bis 31. März in Osnabrück
- 16) Keymer U., Die verlorene Rendite steckt im Detail, LfL Bayern 2005.
- 17) Landwirtschaftliche Berufsgenossenschaft, Sicherheitsregeln für landwirtschaftliche Biogasanlagen, Arbeitsunterlage 69, Deutschland 2002.
- 18) LEV, 2005: Biogas. Kriterien für einen optimalen Biogasstandort in der Steiermark
- 19) WR Ross et al., Anaerobic Digestion of Waste-Water Sludge, Operating Guide. Jahreszahl: leider unbekannt.
- 20) Stenner, Ch., 2000: Landwirtschaftliche Biogasanlagen in Deutschland; Diplomarbeit FH Darmstadt und ISET e. V., Hanau, Dezember 2000
- 21) Scheibler, M., Priedl, J.: Pflanzenproduktion – Produktionsenergie – Energiepflanzen, Ansätze intelligenter Energiepflanzennutzung in Bioenergie-Anlagen. Fachzeitschrift Erneuerbare Energie in der Land(wirt)schaft 2002/2003, Seite 94-102, Herausgeber: Medenbach, C. M., Verlag für land(wirt)schaftliche Publikationen, 2002 Zeven.
- 22) Scheibler M., Biogasstudie Vorarlberg 2006, Bericht der Wirkungsgrad Energieservice GmbH im Auftrag der Landesregierung Vorarlberg, 2006.
- 23) Südtiroler Bauernbund und E&T Energy & Technology, Abschlussbericht Biogas-Initiative Südtirol, Rapporto finale Iniziativa Biogas, Faszikel / fascicolo 3/324/2003, im Auftrag der Autonomen Provinz Bozen, März / marzo 2006
- 24) Theißing M., 2006: Biogas - Einspeisung und Systemintegration in bestehende Gasnetze. Ein Projektbericht im Rahmen der Programmlinie Impulsprogramm Nachhaltig Wirtschaften. Im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, Wien.
- 25) Thrän D., Möglichkeiten einer Europäischen Biogaseinspeisungsstrategie, Teilbericht, Institut für Energetik und Umwelt, Leipzig 2007; bzw. einschlägige Studien, welche im Rahmen des Programms ‚Energiesysteme der Zukunft‘ durchgeführt wurden.

13 Weiterführende Veranstaltungen

Die nachstehend genannten Veranstalter organisieren diese oder gleichartige Tagungen im Jahresrhythmus.

A. 3. ÖWAV-Ausbildungskurs für das Betriebspersonal von Biogasanlagen (gemäß ÖWAV-Regelblatt 516)

27.- 30. Oktober und 10.- 12. November 2008
Gleisdorf (Steiermark)

VERANSTALTER Gesellschaft für Wasser- und Abfallwirtschaft GmbH.,
eine Tochtergesellschaft des Österreichischen Wasser- und
Abfallwirtschaftsverbandes (ÖWAV)

KURSLEITUNG Ing. Karl PUCHAS
Lokale Energie Agentur Oststeiermark (LEA)
Auersbach 130, 8330 Feldbach

KURSORT Gleisdorf (Steiermark)
Seminarhotel DOKL (Autobahn A2 - Abfahrt Gleisdorf SÜD)

EXKURSION Biogasanlagen (Nawaros und Co-Fermentation) >10.000t/ a;

KURSBESCHREIBUNG Der Bedarf an bestmöglich ausgebildetem Biogas-Personal ist stark im Steigen. Das vorliegende Ausbildungsprogramm soll den nötigen Überblick über die erforderlichen Kenntnisse und Fertigkeiten für das Betriebspersonal von Biogasanlagen geben. Mit dem ÖWAV-Regelblatt 516 wird versucht, einen österreichweiten Standard für die Ausbildung des Betriebspersonals von Biogasanlagen in Bezug auf den Nachweis der fachlichen Kenntnis zu schaffen.

Um den TeilnehmerInnen des Ausbildungskurses eine kompakte und zielgerechte Ausbildung zu bieten, findet diese in 2 Blöcken (1x3 und 1x4 Tage) statt. Der Lehrgang ist dabei so aufgebaut, dass die Abfolge der Inhalte eine schlüssige und effiziente Ausbildung der TeilnehmerInnen gewährleistet:

ZIELGRUPPE

Basiswissen zum Thema Biogas ist für diesen Ausbildungskurs nicht erforderlich, aber vorteilhaft.

- Betriebspersonal von Biogasanlagen (Nawaros und Co-Fermentation)
- Betriebspersonal von Abwasserreinigungsanlagen mit Co-Fermentation

KURSORT

Seminarhotel DOKL, Hofstätten 113, 8200 Gleisdorf, Tel.: +43(0)3112-5900-0, Fax: -4, e-Mail: dokl@aon.at,
Homepage: www.dokl.at

KOSTEN

Die Kurskosten betragen für Mitglieder des ÖWAV € 890,- pro Person (zuzüglich 20% USt.), für Nichtmitglieder

des ÖWAV € 990,- pro Person (zuzüglich 20% USt.) und sind nach Erhalt der Anmeldebestätigung auf das

Konto Nr. 196022, BLZ. 32000 bei der Raiffeisen Landesbank NÖ-Wien mit Angabe der Rechnungsnummer

(siehe Beilage zur Anmeldebestätigung), sowie dem Namen des Teilnehmers, einzuzahlen.

Im Kurspreis enthalten: Kursunterlagen, Pausenverpflegung, geselliger Abend

Die Anmeldung ist verbindlich, bei Stornierung nach dem Anmeldeschluss (01.10.2008) werden 50% des

Kursbeitrages, bei Nichterscheinen zu Kursbeginn der gesamte Kursbeitrag Stornierungen können nur schriftlich erfolgen. Ein Ersatzteilnehmer kann gestellt werden. Der Kurs wird unseren Vorarlberger Biogasbetreibern als Betreiberschulungsseminar zur Erlangung der Förderung empfohlen.

Kontakt:

ÖWAV (Organisation und Anmeldung) Isabella SEEBACHER, Tel.: 01/ 5355720-82,
seebacher@oewav.at

• Lokale Energie Agentur Oststeiermark (Kursleitung und Organisation vor Ort); Ing. Karl PUCHAS, Mag.

Denise STROHMAIER; Tel. 03152 / 8575-500, strohmaier@LEA.at

B. Biogas proBIOGAS – Qualifizierung für Anlagenbetreiber

30. Juni-04. Juli 2008

5-tägiges Intensivseminar für Anlagenbetreiber im energieZENTRUM, Wolpertshausen

* Programm in Vorbereitung, www.biogas-zentrum.de

Veranstalter: Internationales Biogas u. Bioenergie Kompetenzzentrum, IBBK

C. Biogas International Biogas Training Course

15-19 September 2008

5-day profound training course for plant operators, approval authorities and engineers

University of Hohenheim, Stuttgart, Germany

Veranstalter: Internationales Biogas u. Bioenergie Kompetenzzentrum, IBBK

Kontakt: Internationales Biogas und Bioenergie Kompetenzzentrum (IBBK)

International Biogas and Bioenergy Centre of Competence (IBBK)

Am Feuersee 6

74592 Kirchberg/Jagst

Telefon: +49 7954 926203

Telefax: +49 7954 926204

E-Mail: info@biogas-zentrum.de

Internet: www.biogas-zentrum.de

Vertretungsberechtigter Geschäftsführer: Michael Köttner

D. Zweiter Österreichischer Biogas-Kongress

Zeit: zum Zeitpunkt der Berichterstellung waren keine Termine im Aushang

Veranstalter: Arge Kompost & Biogas Österreich

Kursort: Palais Kaufmännischer Verein, Linz

Kontakt: ARGE Kompost & Biogas Österreich

Landstrasse 11 4020 Linz

Tel. 0043 732-9460 54

E-mail: buero@kompost-biogas.info

E. Biogasinnovationskongress

am 12. und 13. Juni 2008 in Osnabrück

Veranstalter: Fachverband Biogas e. V.

F. International Conference Biogas

Monastery Banz, Bad Staffelstein, Germany

Dr. Peter Weiland, Conference Chair, Federal Agricultural Research Centre - Technology

FAL, Braunschweig, Germany

19th - 20th June 2008

Veranstaltungsort: Bildungszentrum der Hanns-Seidel-Stiftung e.V.

Kloster Banz

96231 Staffelstein

www.hss.de

Anmeldung: Heike Trum und Eckardt Günther

OTTI Bereich Erneuerbare Energien

Wernerwerkstraße 4, 93049 Regensburg

Tel+49 941 29688-23, Telefax +49 941 29688-17
E-Mail: heike.trum@otti.de

G. Wiederkehrende Jahrestagungen des Fachverband Biogas e.V.

Fachverband Biogas e. V.
Angerbrunnenstr. 12
85356 Freising
Tel.: 08161-984669
Fax: 08161-984670
www.biogas-training.de
www.biogas.org

H. BIOGAS-Intensiv, Qualifizierungslehrgang für Anlagenbetreiber

Der in vier Module untergliederte Lehrgang findet vom 01.07. bis zum 04.07.2008 im energieZENTRUM in Wolpertshausen statt. Es werden weitergehende Hilfestellungen zur Qualifizierung von Anlagenbetreibern angeboten. Ziel der Schulungsmaßnahme ist es, den Betrieb der Vergärungsanlage zu optimieren und diese auszunutzen.

Es werden vier Module angeboten, die jeweils einen Tag dauern. Diese sind in allen Kombinationen individuell buchbar und behandeln folgende Themen:

- 01.07.08: Kleine Biogasanlagen
- 02.07.08: Prozessbiologie und Wärmenutzung
- 03.07.08: Prozessbiologie
- 04.07.08: BHKW

Kontakt: Internationales Biogas und Bioenergie Kompetenzzentrum International Biogas and Bioenergy Centre of Competence Am Feuersee 6
74592 Kirchberg/ Jagst
Germany

Tel: +49 (0)7954 926203
Fax: +49 (0)7954 926204

www.biogas-zentrum.de/ibbk/

Geschäftsführer: Dipl. Agr.biol. Michael Köttner

Ende des Berichtes

14 Dank

Das Projektteam bedankt sich recht herzlich bei 30 Biogasanlagenbetreibern, die sich für die Studie Zeit genommen haben und durch ihr Engagement und Interesse dieser Erhebung eine besondere Vielseitigkeit verleihen konnten.

An dieser Stelle sei der Erhebungsleitung, **Paul Steger, ausdrücklicher Dank** ausgesprochen für:

- a. Die hervorragende Organisation der Anlagenbesichtigungen
- b. Eine gewissenhafte Einarbeitung der Rohdaten
- c. Paul Steger hat durch seinen guten und freundschaftlichen Kontakt zu allen Anlagenbetreibern einen besonderen Tiefgang der Datenerhebung ermöglicht. Weiters ist ihm der Kontakt zur ARA Pustertal zu verdanken.

Das Projektteam bedankt sich bei der ARA Pustertal für die TS/oTS Analyse von 24 Gülleproben.

Wir dürfen uns für die gute Zusammenarbeit mit den Sachverständigen der Regierung in Bozen, insbesondere bei der Abteilungsleitung 31, Landwirtschaft. Dr. Martin Pazeller und Martin Stuppner bedanken.

Landesrat Berger (Südtirol) und Landesrat Schwärzler (Vorarlberg) haben durch Ihren kollegialen Austausch die Durchführung der Studie angeregt und genehmigt. Herzlichen Dank für diese Katalyse!

Schließlich möchten wir recht herzlich der Landesregierung Vorarlberg, insbesondere Christian Vögel, für die Bereitstellung der anonymisierten Vergleichsdaten danken.

Dr. Katharina Hopfner-Sixt und Prof. Dr. Thomas Amon von der Universität für Bodenkultur, Wien (Institut für Land-, Umwelt und Energietechnik) haben an 4 Anlagen Probenahmen für besondere Auswertungen durchgeführt und damit geholfen, zusätzliche Aspekte der Südtiroler Biogaspraxis zu beschreiben. Dankeschön!

Herzlichen Dank – last but not least – Herrn Dr. Richard Moosbrugger für Rat und Tat, meiner ganzen Familie und anderen lieben Freunden für die großzügige Unterstützung.

Matyas Scheibler, Wolfurt 2008

15 Anhänge

15.1 Anhang 1: Daten-Produkte der Feldstudie, Verzeichnis

Nachstehende Dateiliste ist dem Auftraggeber quasi als „Produktpaket der Biogasstudie“ auf Datenträger übergeben worden.

Dateiliste:

1. Rohdatendatei (als MS EXCEL Dokument)
2. Ergebnisdatei (als MS EXCEL Dokument)
3. Massen- und Energiebilanzen aller vollständig erhobenen Einzelanlagen (im PDF Format).
4. Fotodokumentation (5-15 Bilder pro Anlage, JPEG-Dateien oder gleichwertig)
5. Ergebnispräsentation (als MS-Powerpoint Datei, 1 Stk.)
6. Bericht - Biogasstudie Südtirol 2007 (im MS Word Format)

Diese Dateien untermauern die im vorliegenden Bericht präsentierten Ergebnisse sowie daraus abgeleitete Optimierungsmaßnahmen. Die Rohdatendatei wiedergibt die Kenngrößen der untersuchten Biogasanlagen in Südtirol.

Weiters liegen in der Rohdatendatei die Daten aus der Blitzlichtbetrachtung über die Prozessstabilität an den untersuchten Anlagen tabellarisch vor. Jede einzelne Anlage ist mittels Massen- und Energiebilanz im jeweiligen Betriebszustand dokumentiert worden, woraus Auslastungsgrad und qualitative Aussagen über Betriebseffizienz abgeleitet wurden. Diese Bilanzen ermöglichen einen Nachweis über die Stoffumsätze sowie deren Anteile an der Energieproduktion.

Als Dokumentation der Rohdatenquelle wurden die ausgefüllten Fragebögen eingescannt und mit der Fotosammlung ebenfalls dem Dateipaket angehängt.

Die Ergebnisdatei fasst die aus der Rohdatendatei mittels deskriptiver Statistik abgeleiteten Ergebnisse in einer Tabelle mit Filterfunktion zusammen, sodass die Ergebnisse nach Themenbereichen differenziert in Prosatext nachgelesen werden können. Hier ist auf Grundlage des umfangreichen Datenmaterials die Erarbeitung der Ergebnisse auf ausgewählte Themata beschränkt worden. Diese Datei zeigt somit an einigen Stellen, wo die Bearbeitung der Rohdatendatei fortgesetzt werden könnte („work in progress“).

Die Abschlusspräsentation konzentriert sich auf drei wesentliche Ergebnisse der Studie und leitet den weiteren Handlungsbedarf für die Biogasszene in Südtirol ab.

Der vorliegende Bericht liegt ebenfalls dem Auftraggeber im MS-Word Format vor.

15.2 Anhang 2: Beschreibung 5pH Werte Titration

Methode nach Dr. Richard Moosbrugger zur Bestimmung der Prozessstabilität in anaeroben Abbauvorgängen.

Prinzip der Methode: Die Probe wird vom ursprünglichen pH Wert (pH₀) zu vier weiteren pH Werten, die nahe bei 6.7, 5.9, 5.2 und 4.3 auf der pH Wertskala liegen, titriert. Die flüchtige Fettsäurekonzentration und Karbonatbufferkapazität werden mit einem Computerprogramm errechnet. Die Eingabegrößen für das Programm sind die gemessenen pH Werte und die jeweiligen korrespondierenden Säuremengen.

Die weitere Beschreibung sowie eine Lizenz **Copyright 1998 by M2O Consulting Pty Ltd** für das Verfahren mit der entsprechenden Software werden durch Dr. Richard Moosbrugger persönlich vertrieben.

15.3 Anhang 3: Abkürzungsverzeichnis

-	Angabe nicht möglich
0	numerisch Null
5pH	bezieht sich auf die Methode zur Bestimmung der FFS und Alk. nach Dr. Richard Moosbrugger
AbfWG	Abfallwirtschaftsgesetz
Alk.	Alkalität
Aufb.	Aufbereitung
BG	Biogasanlage
CH ₄	Methan
Db	Datenblatt
el.	elektrisch
ELWOG	Elektrizitätswirtschaftsordnungs Gesetz in Österreich
F1	Fermenter 1
F2	Fermenter 2
FFS	flüchtige Fettsäuren
FM	Frischmasse
Gp	Gasproduktion
GU	Generalunternehmer
GVE	Großvieheinheit
GwO	Gewerbeordnung
H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HRT	Hydraulic Retentiontime (Aufenthaltszeit, Verweildauer)
HÖEL	Heizöl Extra Leicht
Inbetriebn./IBN	Inbetriebnahme
J	Ja
k.A.	der Betreiber konnte oder wollte keine Angabe machen.
Lag.	Lagerung
LW-RW	Langwellenrührwerk
N	Nein
n.v.	nicht vorhanden
NaWaRo	Nachwachsende Rohstoffe
NG	Nebengewerbe
NGF	Nachgärfermenter
oTS	organische Trockensubstanz
P Bh/a	Vollaststunden pro Jahr
pH	pH-Wert
Pos.	Position
Rb	Raumbelastung
RF	Rohrfermenter
RF-RW	Rohrfermenterrührwerk
Temp.	Temperatur
th.	thermisch
TM	Trockenmasse
TM-RW	Tauchmotor Rührwerk, Propellerrührwerk
TS	Trockensubstanz
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
u.U.	unter Umständen
VSS	Volatile Solid Substances

15.4 Anhang 4 Übersicht Rohdaten

Datenstand 28.04.2008 nach Abschluss der Erhebungen

Anlagen Code	5 pHW-Methode pH, FFS, Alkalität	TS/oTS	Fragebogen ausgefüllt	Massen-u. Energiebilanz	GC u. a. Laborbetunde	Erfassung i.d. Rohdatendatei
A01	3	1	1	1	1	1
A02	3	1	1	1	1	1
A03	1	1	1	1	1	1
A04	3	1	1	1	1	1
A05	0	1	1	1	1	1
A06	1	1	1	1	0	1
A07	1	1	1	1	1	1
A08	1	1	1	1	0	1
A09	0	0	1	1	0	1
A10	0	1	1	1	0	1
A11	ausser Betrieb ausser Betrieb ausser Betrieb			1	0	1
A12	0	0	1	1	0	1
A13	ausser Betrieb ausser Betrieb ausser Betrieb			1	0	1
A14	1	1	1	1	0	1
A15	1	0	1	1	0	1
A16	4	1	1	1	1	1
A17	1	1	1	1	0	1
A18	1	1	1	1	0	1
A19	1	1	1	1	1	1
A20	2	1	1	1	0	1
A21	1	1	1	1	0	1
A22	1	1	1	1	0	1
A23	2	1	1	1	0	1
A24	1	1	1	1	0	1
A25	2	1	1	1	0	1
A26	1	1	1	1	0	1
A27	2	1	1	1	0	1
A28	1	1	1	1	0	1
A29	1	1	1	1	0	1
A30	noch nicht in Betrieb			0	0	1
Summe der Messungen//	37	24	30	30	8	30