



Hochschule Neubrandenburg
University of Applied Sciences

Fachbereich Agrarwirtschaft und Lebensmittelwissenschaften
Fachgebiet Landtechnik

Prof. Dr. L.Popp

Bachelorarbeit

urn:nbn:de:gbv:519-thesis 2008-0408-8

„Potential der Nährstoff- und Gasausnutzung bei der Gärrestlagerung“

Benjamin Sontopski

12/2008

Inhaltsverzeichnis

<i>Inhaltsverzeichnis</i>	<i>I</i>
<i>Abbildungsverzeichnis</i>	<i>III</i>
<i>Tabellenverzeichnis</i>	<i>IV</i>
<i>Abkürzungsverzeichnis</i>	<i>V</i>
1. Einleitung und Problemstellung	1
2. Stand des Wissens	3
2.1. Biogas	3
2.2. Die Biogasanlage	3
2.2.1. Ablauf des Biogasprozesses in der Biogasanlage	4
2.2.2. Ausgangsstoffe und Methanausbeuten.....	5
2.2.3. Aufbau und Funktionsweise Biogasanlage	6
2.2.4. Einflussfaktoren auf das Milieu und die Gasausbeute	9
2.3. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz	13
2.4. Biogasanlagen in Deutschland	15
2.5. Biogasanlagen in MV	18
2.6. Gärrest	21
2.6.1. Veränderungen des Substrats	21
2.6.2. Gärrestlagerungsverluste.....	23
2.6.4. Restgaspotential	25
2.6.3. Gärrestlagerung.....	26
3. Zielstellung	29
4. Material und Methoden	30
4.1. Probennahme	30
4.2. Untersuchung der Proben	30
4.3. Übersicht beprobter Biogasanlagen	30
5. Darstellung und Auswertung der Probenergebnisse	32
5.1. Gesamtstickstoffgehalt:	32
5.2. Ammoniumgehalt	34
5.3. Vergleich Stickstoffgehalt und Ammoniumgehalt	36
5.4. Trockensubstanzgehalt	40
5.5. Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB)	42
5.6. CSB in Bezug zum Trockensubstanzgehalt	44
5.7. Methanausbeute auf Basis CSB	48
5.8. Die Verluste	51
5.8.1. Stickstoffverluste	51
5.8.2. Methanverluste.....	52
5.8.3. ausgebliebener Gesamtertrag	53
5.8.4. Abdeckung des Gärrestlagers.....	55
6. Schlussfolgerung	60
7. Zusammenfassung	61

8. Literaturverzeichnis:	63
9. Anhang	65
10. Eidesstattliche Erklärung	69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schema der Biogasentstehung.....	4
Abbildung 2 : vereinfachte Darstellung vom Aufbau einer Biogasanlage und Wege des Substrats, Stroms und der Wärme	8
Abbildung 3: Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen	15
Abbildung 4: Struktur der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2007	16
Abbildung 5: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2006	17
Abbildung 6: Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in M-V	18
Abbildung 7: Anteil Biogas an Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in M-V	19
Abbildung 8: Anteil Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung in Deutschland....	20
Abbildung 9: durchschnittliche Anlagenleistung in kWel	20
Abbildung 10: Anzahl Gärrestlager.....	27
Abbildung 11: Anzahl der Abdeckformen der Gärrestlager	27
Abbildung 12: Anzahl geplanter Investitionen in die Abdeckung des Endlagers.....	28
Abbildung 13: Anzahl Biogasanlagen mit Verwendung tierischer Exkremente.....	28
Abbildung 14: Gesamtstickstoffgehalte des Zulaufs und der Endlager	32
Abbildung 15: Differenz der Gesamtstickstoffgehalte vom Zulauf zum Endlager.....	33
Abbildung 16: Ammoniumgehalt im Zulauf und Endlager.....	34
Abbildung 17: Differenz der Ammoniumgehalte vom Zulauf zum Endlager.....	35
Abbildung 18: Prozentualer Anteil des Ammoniumgehaltes am Gesamtstickstoffgehalt (in %)	36
Abbildung 19: Veränderung des Ammoniumanteils am Gesamtstickstoffgehalt im Endlager (in %).....	37
Abbildung 20: prozentuale Veränderung des Ammonium- und Gesamtstickstoffgehaltes	38
Abbildung 21: Trockensubstanzgehalt vom Zulauf und Endlager.....	40
Abbildung 22: Prozentuale Veränderung des Trockensubstanzgehaltes von Zulauf und Endlager (in %).....	41
Abbildung 23: Chemischer Sauerstoffbedarf von Zulauf und Endlager (in mg/l FM)	42
Abbildung 24: Differenz CSB zwischen Zulauf und Endlager (in mg/l FM)	43
Abbildung 25: CSB und TS-Gehalt im Zulauf.....	44
Abbildung 26: CSB und TS-Gehalt im Endlager	45
Abbildung 27: chemischer Sauerstoffbedarf / % TS (in mg/l / % TS).....	46
Abbildung 28: Vergleich der Differenzen des chemischen Sauerstoffbedarfs und des Trockensubstanzgehaltes zwischen Zulauf und Endlager	47
Abbildung 29: theoretische Methanausbeute von Zulauf und Endlager (in l CH ₄ /l FM).....	48
Abbildung 30: Differenz Methanausbeute zwischen Zulauf und Endlager (in l CH ₄ / l FM).....	49
Abbildung 31: theoretischer Methanausbeuteverlust im Endlager (in %)	50
Abbildung 32: ausgebliebener Stickstoffertrag	51
Abbildung 33: ausgebliebener Stromertrag/Jahr	52
Abbildung 34: ausgebliebener Gesamtertrag pro m ³ FM.....	53
Abbildung 35: ausgebliebener Gesamtertrag/Jahr (in Euro)	54
Abbildung 36: Rentabilität gewählter Abdeckungen gegen Ammoniakemissionen.....	56
Abbildung 37 Gewinn/Verlust bei entsprechender Investition ins Endlager	58
Abbildung 38: Laborergebnisse.....	65

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Eigenschaften von Substraten.....	6
Tabelle 2: Vergütungen ab dem 01.01.2009 (Angaben in Cent/kWh).....	14
Tabelle 3: Zusammenfassung der beprobten Endlager der ausgesuchten Biogasanlagen.....	31
Tabelle 4: Übersicht verwendeter Abdeckungen gegen Ammoniakemissionen	55
Tabelle 5: Berechnung der Erträge aus den Emissionen	65
Tabelle 6: Berechnungen: Erträge nach Abzug der Kosten für die Abdeckung (in Euro/m ³) .	66
Tabelle 7: Berechnungen: Erträge nach Abzug der Kosten für die Abdeckung (in Euro/Jahr)	67
Tabelle 8: Übersicht: Abdeckungen gegen Ammoniakemissionen.....	67
Tabelle 9: Übersicht: gasdichte Abdeckung.....	67
Tabelle 10: Übersicht: Kosten Neubau gasdichter Gärrestlager	68
Tabelle 11: Angaben zu den Gärrestlagern	68

Abkürzungsverzeichnis

BGA	Biogasanlage
FM	Frischmasse
TS	Trockensubstanz
org. TS	organische Trockensubstanz
Nm ³	Norm Kubikmeter
t	Tonne
sub	Substrat
CH ₄	Methan
m ³	Kubikmeter
m3	Kubikmeter
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
TWh	Terrawattstunden
BHKW	Blockheizkraftwerk
N	Stickstoff
NH ₄	Ammonium
NH ₃	Ammoniak
Nges.	Gesamtstickstoff
NawaRo	Nachwachsende Rohstoffe
CSB	Chemischer Sauerstoffbedarf

1.Einleitung und Problemstellung

Die Verbreitung der Biogasanlagen hat besonders seit 2004 drastisch zugenommen.

Man sprach von einem „Boom“ in der Biogasbranche.

Anreize wurden durch neuere Vergütungen und der damit besseren Planungssicherheit geschaffen.

So sollte ein weiterer Beitrag zu den Erneuerbaren Energien geschaffen werden, um die Umwelt zu schützen und den Anteil der fossilen Brennstoffe an der Stromproduktion zu senken.

Doch im Bezug zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit und zum Umweltschutz steigt immer mehr das Interesse an der Lagerung des Gärrestes.

Betrachtet man die Untersuchungen der WWF Deutschland¹, dann besitzt die deutsche Landwirtschaft einen Anteil von bis zu 11 % an den durch Menschen in Deutschland hervorgerufenen Treibhausgasen. Weiterhin werden ihr 45 % des Methans und 63 % des produzierten Lachgases zugeschrieben.

In der Broschüre „Biogas und Umwelt – Ein Überblick“ des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit wird für Neuanlagen eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers und für Altanlagen die Nachrüstung einer gasdichten Abdeckung gefordert.

Grund dafür ist, dass die Mehrheit der Behälter offen und gerade mal von einer Schwimmdecke bedeckt ist, was eventuell Ammoniakemissionen abschwächt, aber nicht Methanemissionen verhindert.

2005 gelangten 619400² t Ammoniak in Deutschland in die Atmosphäre. Davon stammten 95% aus der Landwirtschaft. Ab 2011 dürfen aufgrund internationaler Vereinbarungen nur noch maximal 550000 t jährlich in die Atmosphäre gelangen.

In Bezug zu Methanemissionen kann das von der KTBL durchgeführte Biogas-Messprogramm Aussagen treffen.

Sie ermittelten ein Restgaspotenzial des Gärrestes von 0,24 bis 14 Nm³ CH₄/t_{sub}.

Mit einer nutzbaren Restmethanausbeute von mindestens 5 % im Endlager kann sich nach EBERTSCH³ (2007) eine gasdichte Abdeckung rentieren.

¹ WWF Deutschland, Methan und Lachgas - Die vergessenen Klimagase, November 2007

² Broschüre: Biogas und Umwelt – Ein Überblick, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Juni 2008

³ G. Ebertsch, Immissionsschutz bei Biogasanlagen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, Euroforum - Konferenz Biogas, Berlin, 28.02.07

Die gasdichten Abdeckungen sollen nicht nur die Ammoniakemissionen verhindern sondern auch das entstandene Methan auffangen und nutzbar für die Energiegewinnung machen.

Dadurch wird nicht nur die Umwelt vor klimaschädlichen Gasen geschützt, sondern auch die Wirtschaftlichkeit für die Biogasanlagen könnte sich verbessern, weil Stickstoff nicht durch teuren mineralischen Stickstoff ersetzt werden muss und das Restgas einen zusätzlichen Stromertrag liefert.

So können noch Reserven aus dem eigentlichen Abfallprodukt „Gärrest“ gewonnen werden.

Es gibt nur wenige Untersuchungen zum Potenzial und der Wirtschaftlichkeit des Gärrestes.

Das Biogasmessprogramm war ein Anfang deutschlandweit das Restgaspotential zu ermitteln.

2. Stand des Wissens

2.1. Biogas⁴

Die Bedeutung der Energiegewinnung aus Biogas nimmt in der heutigen Zeit unter dem Aspekt des Umweltschutzes und der Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen, sowie als zusätzliche Einnahmequelle für die Landwirtschaft, immer mehr zu.

Biogas entsteht unter anaeroben Bedingungen, wenn organische Substanz von Bakterien abgebaut wird.

Technisch wird die Bildung von Biogas in Biogasanlagen nutzbar gemacht.

Hauptbestandteil und Energieträger des Biogases ist Methan mit einem Anteil von 50-75 %, gefolgt von Kohlendioxid mit 25-45 %. Anbei sind noch kleine Mengen von Schwefelwasserstoff, Stickstoff, Wasserstoff und Kohlenmonoxid vorhanden.

Der Energiegehalt von einem Kubikmeter Methan beträgt 9,97 Kilowattstunden.

Der Heizwert von einem Kubikmeter Biogas mit einem Anteil von 60 % Methan entspricht in etwa 0,6 Liter Heizöl.

2.2. Die Biogasanlage

Die Biogasanlage ist die technische Umsetzung, um das in der Natur entstehende Biogas auf technische Weise zu gewinnen.

Das Biogas wird zur Energiegewinnung genutzt. Weiterhin kann die dabei entstehende Prozesswärme auch genutzt werden.

Die Gewinnung von Biogas wird in der Landwirtschaft aus als Substrat dienenden Wirtschaftsdünger realisiert. Zusätzlich werden noch Kosubstrate, meistens aus der Gruppe der nachwachsenden Rohstoffe, eingesetzt.

⁴ <http://www.bio-energie.de/cms35/Was-ist-Biogas.314.0.html>

2.2.1. Ablauf des Biogasprozesses in der Biogasanlage⁵

Für die Gewinnung von Biogas sind vier Schritte notwendig.

Diese vier Schritte (siehe Abbildung 1) sind die Hydrolyse, Acidogenese, Acetogenese und Methanogenese.

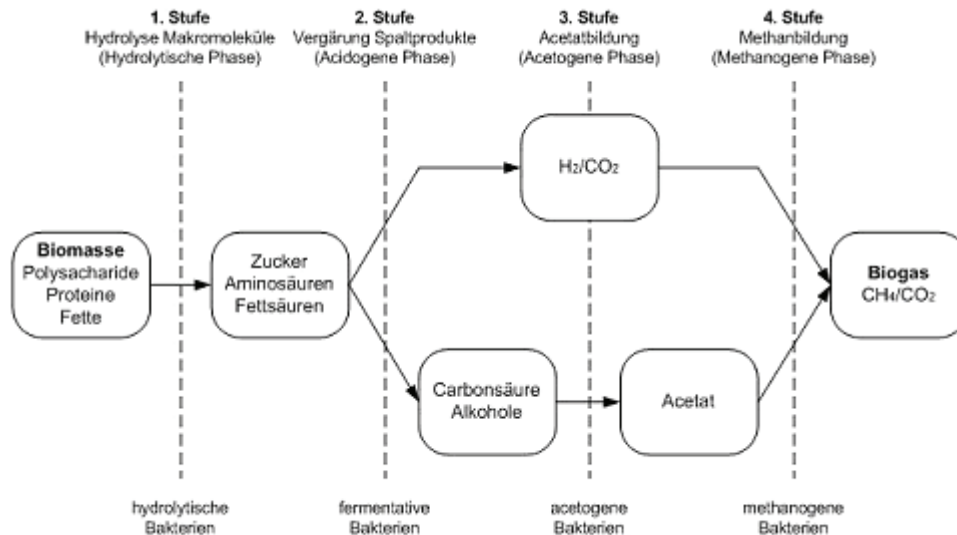


Abbildung 1: Schema der Biogasentstehung⁶

In jedem der vier Schritte sind spezifische Bakterien tätig, die das Material dementsprechend weiter verarbeiten.

Die Hydrolyse dient zur Zerlegung von Proteinen, Kohlenhydraten und Fetten in ihre Bestandteile der Aminosäuren, Glukose und Fettsäuren.

Dies gelingt durch von Bakterien produzierten Enzymen.

In der als Versäuerungsphase bekannten Acidogenese werden die aus der Hydrolyse entstandenen Produkte durch säurebildende Bakterien zu organischen Säuren, Aldehyden, niederen Alkoholen, Wasserstoff, Kohlendioxid, Ammoniak und Schwefelwasserstoff weiterverarbeitet.

Die Bakterien aus der Hydrolyse und Acidogenese können aerob, sowie anaerob leben. Dagegen können die Bakterien der Acetogenese und Methanogenese nur anaerob leben.

⁵ Dr. M. Karpenstein-Machan, Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber, Frankfurt am Main, 2005
 Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Gülzow (2004)

⁶ Weiland, P. (2003): Biologie der Biogaserzeugung, ZNR Biogastagung Bad Sassendorf-Ostinghauser

Im weiteren Verlauf werden während der Acetogenese Essigsäure, Kohlendioxid und Wasserstoff aus den Produkten der Acidogenese gebildet.

Schließlich entsteht Methan in der Methanogenese aus der Essigsäure und der Reaktion von Wasserstoff mit Kohlendioxid.

Dabei wird Methan zu 70 % aus Essigsäure und zu 30 % aus der Reaktion von Kohlendioxid mit Wasserstoff gebildet.

Des Weiteren entstehen bei der Methanbildung Kohlendioxid und Wasser.

Am Ende erhält man das als Biogas bekannte Gasgemisch bestehend aus Methan, Kohlendioxid und kleinen Mengen an Schwefelwasserstoff, Stickstoff, Wasserstoff und Kohlenmonoxid.

2.2.2. Ausgangsstoffe und Methanausbeuten⁷

Für die Biogasproduktion können unterschiedliche Ausgangsstoffe, auch Substrate genannt, genutzt werden. So können Abfälle aus der Landwirtschaft, Industrie, Gewerbe, Handel oder privaten Haushalten, aber auch agroindustrielle Abfälle und die Gruppe der nachwachsenden Rohstoffe vergoren werden.

Unterschiedliche Substrate besitzen auch unterschiedliche Biogaserträge und Methangehalte. Dies soll Tabelle 1 aufzeigen, wobei sich die Werte in der Literatur unterscheiden und nur ein Überblick gegeben werden soll.

⁷Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen - KTBL-Heft 50, Darmstadt, 2005
Görisch und Helm, Biogasanlagen, Stuttgart, 2006

Tabelle 1: Eigenschaften von Substraten

Substrat	TS in %	davon org. TS in %	Biogasertrag in m ³ /t oTS	Methan- gehalt in %
Rindergülle ohne Futterrest	8	80	280	55
Schweinegülle	6	80	400	60
Hühnerkot	45	75	500	65
Rindermist	25	80	450	55
Grassilage	25	88	560	54
Maissilage	22-35	95-96	570-600	52
Grünroggen	25	88	590	54
Zuckerrübe frisch	23	92	700	51
Sudangras	18	91	520	53
Kartoffeln mittlerer Stärkegehalt	22	94	730	52
Rübenblatt	18	80	600	54
Weizenstroh	86	92	370	51
Altbröt	65	97	760	53
Obsttrester	22	98	520	52
Biertreber	24	96	530	59
Fettabscheider	5	90	1000	68
Frittierfette	95	87	1000	68
Getreideschlempe	6	94	640	59
Kartoffelpülpe	25	94	610	50
Molke	5	92	750	53
Rapskuchen	91	93	680	63
Speisereste	16	87	680	60

2.2.3. Aufbau und Funktionsweise Biogasanlage⁸

Biogasanlagen beruhen auf der anaeroben Vergärung von organischen Substraten.

In der Landwirtschaft wird Gülle, die mit Kosubstraten gemischt wird, als Substrat eingesetzt.

Solange das Substrat im Fermenter pumpfähig bleibt, spricht man von Nassvergärung.

Werden nicht pumpfähige und stapelbare Substrate eingesetzt, handelt es sich um Trockenvergärung.

Die Trockenvergärung findet in Deutschland kaum Anwendung, da sie sich noch im Versuchsstadium befindet.

⁸ Eder u. Schulz, Biogas Praxis, 3. Auflage, Freiburg, 2007

Am häufigsten findet die Nassvergärung Anwendung in der Landwirtschaft, weil Gülle das Hauptsubstrat bildet.

Bei der Nassvergärung findet in der Praxis das Durchflussverfahren, oft mit dem Speicherverfahren kombiniert, die häufigste Anwendung.

Das Durchflussverfahren ist gekennzeichnet durch den ständig gefüllten Fermenter, der täglichen mehrmaligen Zugabe von Substraten und dem gleichzeitigen Ablauf der gleichen Menge aus dem Fermenter, der relativ konstanten Gasproduktion und der guten Faulraumbelastung. Besitzt das Endlager eine gasdichte Abdeckung und wird das aufgefangene Gas genutzt, wird vom kombinierten Durchfluss-Speicherverfahren gesprochen. Vorteilhaft ist das Speicherverfahren, da Substrate beim Durchflussverfahren den Fermenter nur kurz durchströmen können und im Gärrestlager landen und ihr Potential an Gasausbeute sonst ungenutzt an die Umwelt abgeben würden.

Neben der Einteilung nach der Art der Konsistenz können Biogasanlagen unter anderem nach der Art der Mischung, der ein oder mehrstufigen Vergärung oder der Temperatur unterschieden werden.

Durch den ständig befüllten Fermenter ist die Art der Mischung dementsprechend volldurchmischt, da das frisch zugegebene Substrat im Fermenter mit dem Inhalt vermischt wird, wodurch das Material gleichzeitig angeimpft wird.

Die Einteilung nach ein- oder mehrstufigen Verfahren bedeutet, dass beim einstufigen Verfahren alle vier Schritte der Vergärung im gleichen Faulraum und beim mehrstufigen Verfahren eine Trennung der Schritte der Vergärung in verschiedene Faulräume stattfindet.

So kann z.B. die Hydrolyse und Acetogenese in einem Faulraum und die Acidogenese und Methanogenese in einem anderen Faulraum stattfinden. Dadurch können die jeweiligen Milieubedingungen besser auf die Bakterien abgestimmt werden.

Unter anderem kann so auch die Hydrolyse von der restlichen Vergärung getrennt werden, um eine Übersäuerung im Fermenter der Methanbildung zu verhindern.

Bei der Temperatur ist der mesophile Bereich am häufigsten verbreitet.

Dieser liegt in einem Temperaturbereich von ungefähr 25 - 45 °C im Fermenter. Dieser Bereich ist für gute Abbauraten und eine hohe Prozessstabilität bekannt.

Niedrigere Temperaturen bieten geringere Abbauraten und höhere Temperaturen bieten zwar schnellere Abbauraten, aber eine geringere Prozessstabilität.

Ab dem mesophilen Temperaturbereich muss der Fermenter beheizt werden, um das angestrebte Temperaturniveau zu erhalten.

Der Grundaufbau von Biogasanlagen ist gleich gestaltet, d.h. sie besitzen einen Bereich für die Substratlagerung, Bevorratung, Gaserzeugung, Gasspeicherung, Stromerzeugung und Gärrestlagerung. In Abbildung 2 vereinfacht dargestellt.

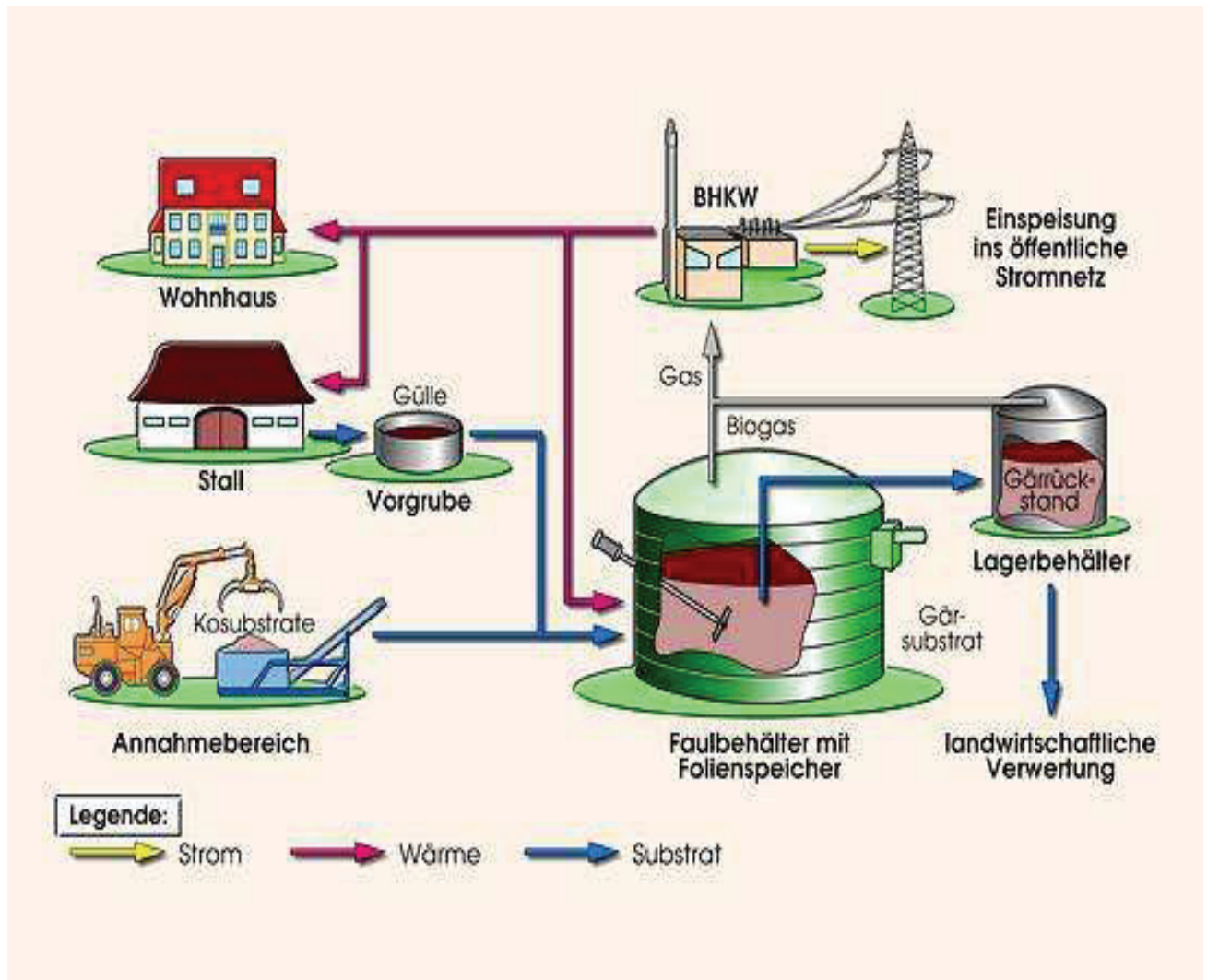


Abbildung 2 : vereinfachte Darstellung vom Aufbau einer Biogasanlage und Wege des Substrats, Stroms und der Wärme⁹

Im Vorfeld wird das einzugebende Material von Fremdkörpern beseitigt und eventuell noch zerkleinert, um die Angriffsfläche für die Bakterien zu erhöhen. Eine größere Angriffsfläche bedeutet einen schnelleren Abbau.

Dadurch kann die Gasausbeute erhöht und die Verweilzeit verkürzt werden.

Die Substrate gelangen in den Vorratsbehälter, wo sie schon miteinander vermischt werden können.

Vom Vorratsbehälter aus gelangen die Substrate in den unter Luftabschluss befindlichen Fermenter.

⁹ <http://www.bio-energie.de>

Im Fermenter findet die Vergärung statt und Biogas wird erzeugt und zwischengespeichert. Das Biogas gelangt dann über Gasleitungen zum Blockheizkraftwerk.

Während des Transportes des Biogases zum Blockheizkraftwerk wird es gereinigt, um ein Gas mit hohem Methangehalt verbrennen zu können.

Im Blockheizkraftwerk entsteht aus dem Biogas Strom und als Nebenprodukt Wärme. Der Strom wird ins öffentliche Stromnetz eingespeist und die Wärme kann zum Beheizen von Gebäuden oder dem Fermenter genutzt werden.

Vom Fermenter aus gelangt das Gärsubstrat eventuell noch in einen Nachgärer, um durch Nachgärung entstehendes Biogas aufzufangen und zu verwerten, und schließlich ins Gärrestlager, um es für die weitere landwirtschaftliche Verwertung zu nutzen.

2.2.4. Einflussfaktoren auf das Milieu und die Gasausbeute¹⁰

Für die Biogaserzeugung ist es wichtig zu wissen, welche Faktoren auf das Milieu und die Gasausbeute wirken. Ziel sind hohe Biogaserträge durch optimalen Ablauf der Vergärung.

Jede Anlage ist anders und braucht „Fingerspitzengefühl“ im Umgang, um so ökonomisch wie möglich zu wirtschaften.

Geschwindigkeit des Stoffabbaus:

Bei der Biogaserzeugung sind die Bereiche der Hydrolyse und der Methanbildung die zeitlich begrenzenden Faktoren.

Werden bei der Hydrolyse zu wenige Substrate für den weiteren Verlauf gespalten, begrenzt sich auch die Methanbildung.

Aber wird bei der Hydrolyse, aufgrund leicht abbaubarer Stoffe zu viel Substrat umgesetzt, können die entstandenen Säuren nicht schnell genug weiter zu Methan umgewandelt werden, wodurch sich organische Säuren ansammeln und zu einem gestörten Ablauf führen.

¹⁰ Görisch und Helm, Biogasanlagen, Stuttgart, 2006
Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Handreichnung Biogasgewinnung und –nutzung. Gülzow (2004)
Eder u. Schulz, Biogas Praxis, 3. Auflage, Freiburg, 2007

Substrateigenschaften:

Die Oxidationsstufe der eingebrachten Substrate bestimmt die Höhe des Methangehaltes im Biogas.

Dabei ist die Zusammensetzung nach Fetten, Proteinen und Kohlenhydraten von entscheidender Bedeutung.

Aus Fetten lassen sich höhere Methanausbeuten erzielen als aus Proteinen und aus Proteinen höhere als aus Kohlenhydraten.

Da Bakterien eine gute Nährstoffversorgung benötigen ist es nicht sinnvoll, z.B. Fette als einziges Substrat zu verwenden.

Fremdstoffe sollten entfernt werden. Die Qualität muss stimmen und eine vorhergehende Aufbereitung für den schnelleren Abbau schwer abbaubarem Materials wäre sinnvoll.

Da die Bakterien pH-Wert abhängig sind, sollte auch auf den pH-Wert des eingebrachten Materials geachtet werden, da dieser den pH-Wert im Fermenter beeinflussen kann.

Nährstoffzusammensetzung:

Nicht nur Fette, Proteine und Kohlenhydrate sind wichtig für den reibungslosen Ablauf der biochemischen Prozesse, sondern auch der Anteil an Nährstoffen und Spurenelementen.

Beispiele sind Eisen, Nickel, Kobalt, Selen, Molybdän und Wolfram.

Sie sichern das Überleben und das Wachstum, sowie die Bildung der für die Vergärung wichtigen Enzyme der Bakterien.

Hemmstoffe:

Hemmstoffe können das Wachstum und die Stoffwechseltätigkeit der Bakterien hemmen. Entscheidend ist nicht das Vorhandensein, sondern in welcher Konzentration sie auftreten.

So kann Sauerstoff die Funktion der Methanbakterien stören. Antibiotika und Desinfektionsmittel, z.B. durch Gülle aus den Stallanlagen, können die Vergärung stark beeinflussen.

Durch den Abbau organischer Substanzen bilden sich organische Säuren, die die Bakterien hemmen, den pH-Wert absenken oder den Abbauprozess zum Stillstand bringen

Entscheidend ist die Pufferwirkung im Fermenter. Denn vielerorts hilft das Ammonium (NH_3) / Ammoniak (NH_4)-Puffersystem um einen stabilen Ablauf zu garantieren.

Das Puffersystem kann sich durch pH-Wert- und Temperaturerhöhung zu Ammoniak, welches toxisch auf die Bakterien wirkt, verschieben.

Des Weiteren wäre noch Schwefelwasserstoff zu nennen, welches während der Prozesse entsteht und in kleinen Mengen hemmend wirken kann.

Sauerstoff:

Die methanbildenden Bakterien können nur in einer Atmosphäre ohne Sauerstoff leben.

Kleine Mengen Sauerstoff können schon zum Absterben einiger Arten führen.

Aber da auch Bakterien vorhanden sind die aerob leben können, verbrauchen diese den Sauerstoff.

Temperatur:

Mit steigender Temperatur erhöht sich die Umsetzungsgeschwindigkeit und damit auch die Gasproduktion, aber die Prozessstabilität und der Methangehalt im Biogas nimmt ab.

Es gibt drei Arten von Bakterien, die jeweils ein anderes Temperaturoptimum bevorzugen.

Als erstes wären die psychrophilen Bakterien zu nennen. Diese Bakterien besitzen ihr Optimum bis maximal 25 °C. In diesem Temperaturbereich wird kein Erwärmen des Fermenters benötigt, wobei die Abbauleistung und Biogasbildung sehr verlangsamt ist und heute kaum Anwendung findet.

Hauptsächlich werden mesophile Bakterien eingesetzt.

Sie besitzen ihr Optimum im Bereich von 25-45 °C.

In diesem Bereich ist eine hohe Gasausbeute und gute Prozessstabilität gegeben, aber eine Erwärmung von außen muss gewährleistet werden, um den Temperaturbereich zu bewahren.

Die letzte Gruppe bilden die thermophilen Bakterien mit einem Temperaturoptimum im Bereich von etwa 45-55 °C.

Charakteristisch für diesen Bereich sind der schnelle Abbau organischer Substanzen und die hohe Gasausbeute. Bedacht werden muss die geringe Prozessstabilität bei Einflüssen von außen, weil die Artenanzahl von in diesem Bereich lebenden Bakterien geringer ist als im mesophilen Bereich. Auch muss der Fermenter von außen auf dem höheren Temperaturniveau gehalten werden.

pH-Wert:

Die Bakterien der Hydrolyse und Acidogenese besitzen ihr Optimum im Bereich von 4,5 bis 6,3. Für die Essigsäure- und Methanbakterien liegt der optimale pH-Wert bei 6,8-7,5 und muss immer eingehalten werden auch wenn alle Prozesse in nur einem Fermenter stattfinden. Außerhalb der Optima findet zwar auch Aktivität statt, nur läuft diese gehemmt ab.

Faulraumbelastung und Verweilzeit:

Die Raumbelastung und die Verweilzeit stehen im engen Zusammenhang. Die Faulraumbelastung gibt die Masse organischer Trockensubstanz je m^3 und Tag an und die Verweilzeit beschreibt im Mittel die Verweildauer für das zugeführte Substrat im Fermenter. Die Faulraumbelastung und Verweildauer müssen so gewählt sein, dass die zugeführte Substratmenge pro Tag genug Zeit zum Vergären erhält, um hohe Gasausbeuten zu erreichen. Eine zu hohe Zugabe pro Tag und eine zu geringe Verweildauer im Fermenter führen zu einer geringeren Gasausbeute des eingebrachten Substrats. Ähnlich verhält es sich auch bei zu gering zugegebenen Mengen und zu hohen Verweildauern.

Substratoberfläche:

Die Oberflächengröße des Substrats hat Einfluss auf die Gasausbeute und die Verweildauer. Eine große Oberfläche bietet den Bakterien eine große Angriffsfläche, wodurch das Substrat leichter und schneller abgebaut werden kann, womit sich die Verweildauer im Fermenter verkürzen lässt.

Zufuhr des Substrats:

Das Substrat sollte gleichmäßig in kleinen Mengen über den Tag in den Fermenter gegeben werden, damit das Gleichgewicht zwischen Versäuerung und Methanbildung im Fermenter besser durch die Bakterien gehalten werden kann.

Schwermetalle:

Schwermetalle können den Ablauf der Vergärung hemmen. Deren Toxizität hängt vom pH-Wert und damit der Löslichkeit im Wasser ab.

2.3. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz¹¹

Die Erzeugung von „Bioenergie“ wird im Erneuerbaren-Energie-Gesetz vom 01.04.2000 und seinen Novellierungen und Inkrafttreten am 01.08.2004 und 01.01.2008 beschrieben

Das Gesetz soll eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung ermöglichen, um Klima, Natur und Umwelt zu schützen, sich unabhängiger von fossilen Energieträgern zu machen und die Entwicklung von verbesserten Technologien für die Energiegewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen zu fördern.

Ziel ist bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung auf mindestens 30 Prozent zu steigern.

Das EEG regelt zusätzlich die Einspeisung in das öffentliche Netz und die Vergütung, so dass eine gewisse Planungssicherheit gegeben ist.

EEG-Novelle 2004

Mit der Novellierung am 01.08.2004 wurde unter anderem ein zusätzlicher Bonus für die Nutzung von nachwachsenden Rohstoffen, technologischen Innovationen und der Kraft-Wärme-Kopplung eingeführt.

Die Vergütungssätze beziehen sich auf Anlagen die ab dem 01.01.2004 in Betrieb gegangen sind.

Die Vergütungen gelten 20 Jahre zusätzlich des Jahres der Inbetriebnahme.

Ab 2005 beginnend nimmt die Grundvergütung jedes Jahr in Bezug zum Vorjahr um 1,5 % für die Inbetriebnahme von neuen Anlagen ab.

¹¹ <http://www.bmu.de/gesetze/verordnungen/doc/2676.php>
http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ueberblick_regelungen_eeg.pdf
<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg2009.pdf>
F. Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007, Lampertswalde, 2007

EEG-Novelle 2008

Mit der erneuten Novellierung im Jahr 2008 und der Inkrafttretung am 01.01.2009 sollen die Bedingungen für die Biogasanlagen weiter verbessert werden.

Bevorzugt werden Anlagen bis 500 kW.

Die Grundvergütung für Anlagen bis 150 kW steigt um 1 Cent auf 11,67 Cent pro kWh.

Der Bonus für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen steigt für Anlagen bis einschließlich 500 kW um 1 Cent pro kWh auf 7 Cent pro kWh.

Des Weiteren kann der NawaRo-Bonus für Anlagen bis einschließlich 500 kW nochmals um 2 Cent pro kWh erhöht werden, wenn Pflanzen oder Pflanzenteile aus der Landschaftspflege eingesetzt werden.

Mit der erneuten Novellierung wurde der Güllebonus eingeführt.

Vorraussetzung ist ein Mindesteinsatz von 30 Masseprozent Gülle.

Anlagen bis einschließlich 150 kW erhalten 4Cent/kWh und Anlagen bis einschließlich 500 kW 1 Cent/kWh.

Beim Technologiebonus kann sich der Bonus für Anlagen bis einschließlich 5 MW durch Gasaufbereitung um 1 oder 2 Cent pro kWh erhöhen und durch innovative Anlagentechnik um 2 Cent pro kWh.

Der Kraft-Wärme-Kopplungs-Bonus erhöht sich für die Anlagen bis einschließlich 20 MW um 1 Cent pro kWh auf 3 Cent pro kWh.

In Tabelle 2 sind die neuen Vergütungen ab dem 01.01.2009 dargestellt.

Tabelle 2: Vergütungen ab dem 01.01.2009 (Angaben in Cent/kWh)

Anlagengröße	bis einschließlich 150 kWh	ab 150 bis einschließlich 500 kWh	ab 500 kWh bis einschließlich 5 MWh	ab 5 bis einschließlich 20 MWh
Grundvergütung	11,67	9,18	8,25	7,79
NawaRo-Bonus	7	7	4	
KWK-Bonus	3	3	3	3
Technologie-Bonus	2	2	2	
Gülle-Bonus	4	1		
Bonus für Pflanzen aus der Landschaftspflege	2	2		

2.4. Biogasanlagen in Deutschland

In Deutschland ist ein stetiger Zuwachs von Biogasanlagen zu verzeichnen. Besonders mit dem Inkrafttreten des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes und der ersten Novellierung 2004.

Wie in Abbildung 3 verdeutlicht, nimmt die Anlagenzahl von Jahr zu Jahr zu.

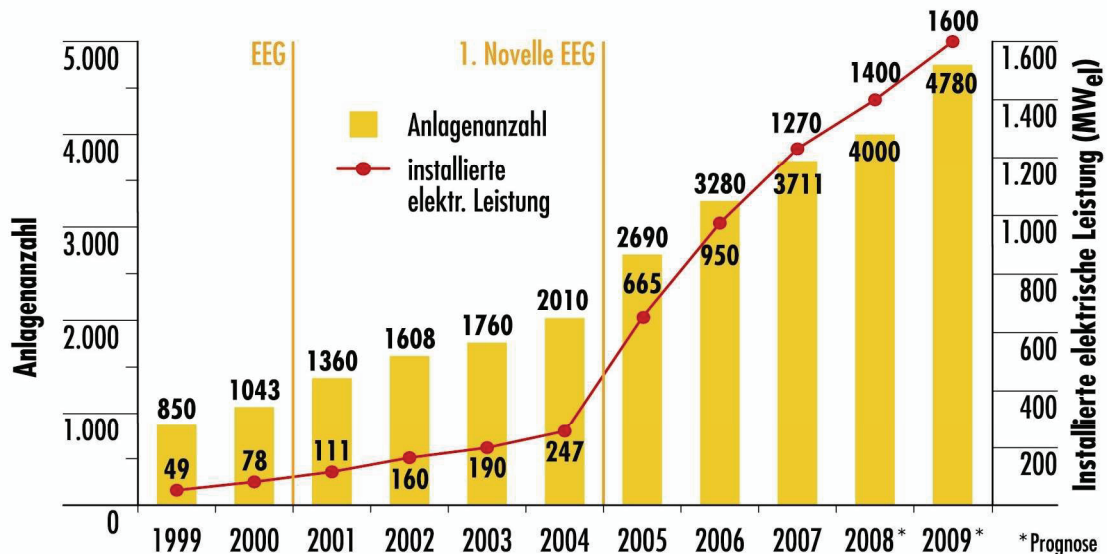


Abbildung 3: Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung der Biogasanlagen¹²

Im Jahr 2000 waren es noch 1043 Anlagen, 2004 schon 2010 Anlagen und 2007 schließlich schon 3711 Anlagen.

Innerhalb von 7 Jahren hat sich die Anlagenzahl mehr als verdreifacht.

Im Jahr 2000 trat das Erneuerbare-Energien-Gesetz in Kraft. Dadurch war eine gewisse Planungssicherheit in Bezug zur Einspeisung in das öffentliche Netz und die Vergütung vorhanden.

Mit der ersten Novellierung im Jahr 2004 wurden weitere Anreize für die Biogasproduktion aus Biomasse geschaffen.

Zusätzlicher Bonus für den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen, Kraft-Wärme-Kopplung und technologischen Innovationen schufen bessere Bedingungen für die Biogasanlagenbetreiber und führten zu einem „Boom“ der Biogasbranche.

Großes Augenmerk sollte auf die installierte Leistung gelegt werden.

¹² <http://www.bio-energie.de/cms35/Strom-aus-Biomasse.1846.0.html>

Diese stieg im Jahr 2004 mit 247 MW um das fast fünffache auf 1270 MW im Jahre 2007 an. Damit wird ersichtlich, dass mit der Novellierung besonders die Anlagengröße, in Bezug zur installierten Leistung zunahm.

Mit Inkrafttreten der zweiten Novellierung 2009 wird sich zeigen inwiefern sich die zukünftige Biogasbranche entwickeln wird.

2007 betrug die in Deutschland gewonnene Energie aus erneuerbaren Energien 87,5 TWh.

In Abbildung 4 ist ersichtlich, dass aus Windenergie gewonnene Energie mit rund 45 % an erster Stelle steht.

An zweiter Stelle liegt die Wasserkraft mit einem Anteil von rund 24 %.

Aus Biogas gewonnene Energie liegt mit der Energiegewinnung aus biogenen Festbrennstoffen mit 8,5 % an dritter Stelle.

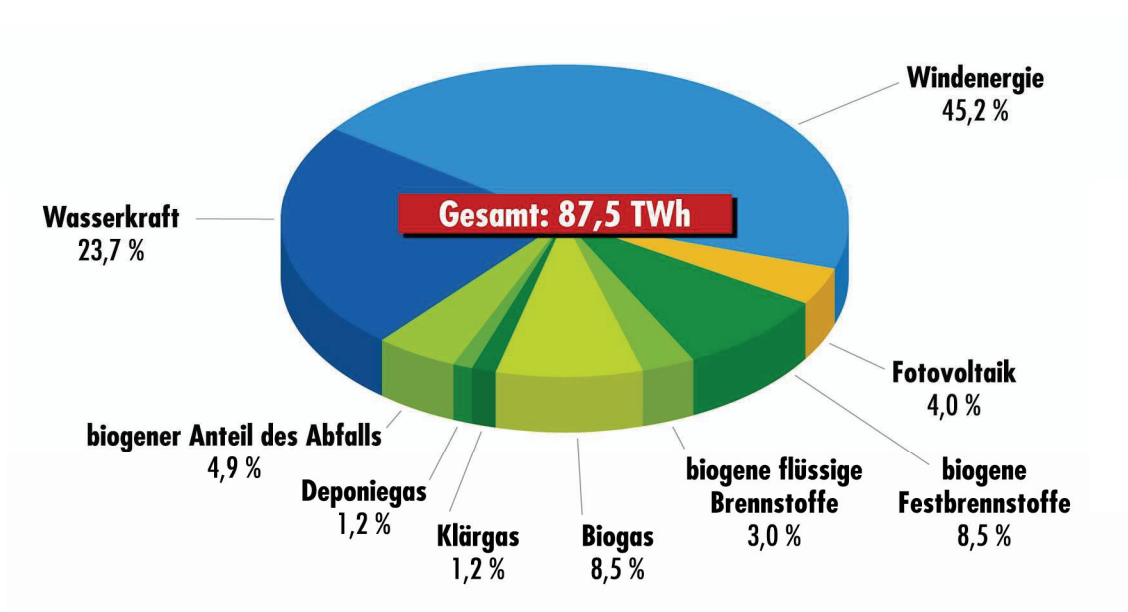


Abbildung 4: Struktur der Strombereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland 2007¹³

Wie sich der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland entwickelt hat, soll in Abbildung 5 ersichtlich werden.

Der Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Deutschland nimmt von Jahr zu Jahr zu. Besonders auffällig ist der Anstieg ab dem Jahre 2004 mit Inkrafttreten der ersten Novellierung des EEG.

¹³ <http://www.bio-energie.de/cms35/Strom-aus-Biomasse.1846.0.html>

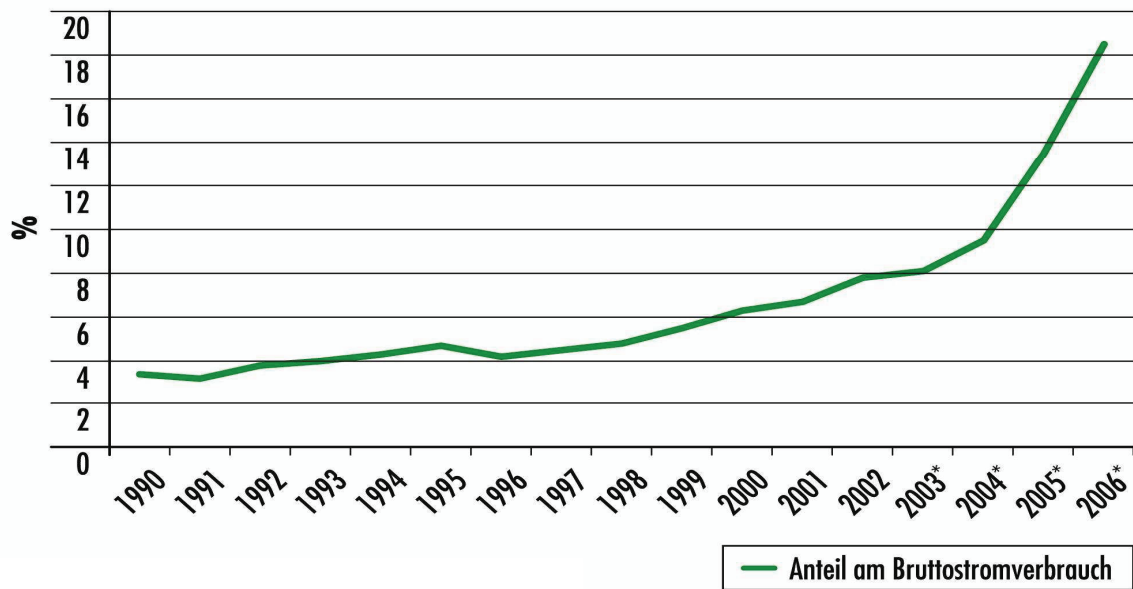


Abbildung 5: Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung in Deutschland 1990-2006¹⁴

Von 1992 bis 2000 nahm der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch nur um etwa 2 % auf etwa 6 % zu. Dagegen nahm dieser in den Jahren von 2000 bis 2005 schon um etwa 12 % auf einen Anteil von 18 % am Bruttostromverbrauch zu.

¹⁴ <http://www.bio-energie.de/cms35/Strom-aus-Biomasse.1846.0.html>

2.5. Biogasanlagen in MV¹⁵

In Mecklenburg- Vorpommern befinden sich zurzeit 161 Biogasanlagen in Betrieb.

Ihr Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien betrug 2007 44 %. Dies entspricht 3,4 Millionen MWh an der Gesamtproduktion von 7,8 Mio. MWh. Damit liegen die Erneuerbaren Energien an der Gesamtstromproduktion vor der Stromgewinnung aus Steinkohle und Erdgas (siehe Abbildung 6).

Steinkohle weist einen Anteil von 38 % und Erdgas von 16 % auf.

Gegenüber 2006 ist der Ertrag aus erneuerbaren Energien um 49 % gestiegen.

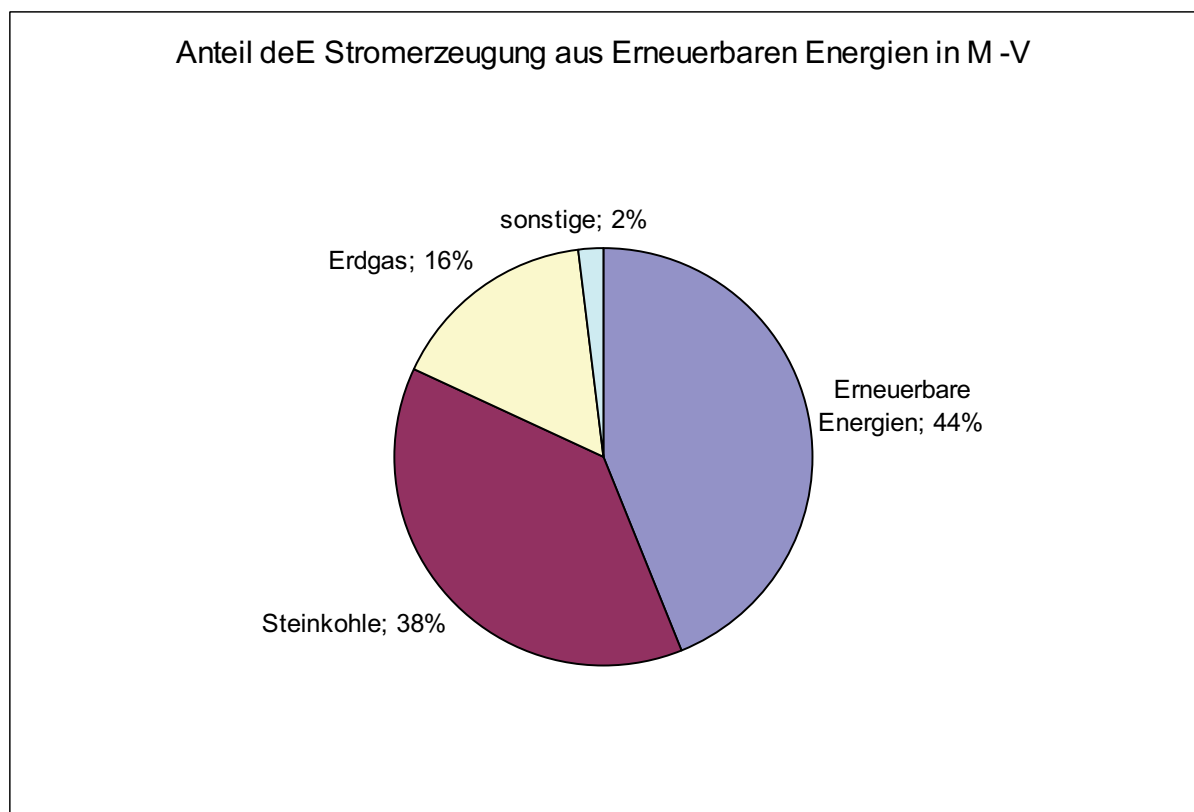


Abbildung 6: Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in M-V

¹⁵ www.mv-schlagzeilen.de/rasantes-wachstum-bei-der-nutzung-von-erneuerbaren-energien/3680/#more-3680
www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/wm/Themen/Fachinformationen_Abfallwirtschaft_und_Immissionsschutz/Fachinformationen_Immissionsschutz/index.jsp?&downloads=1

Windkraft liegt bei der Stromerzeugung mit einen Anteil von rund 74 % an erster Stelle der Erneuerbaren Energien (siehe Abbildung 7), gefolgt von Energie aus Biogasanlagen mit rund 15 % und Strom aus Biomasseheizkraftwerken mit rund 8%.

Der Beitrag der Biogasanlagen betrug 2007 523800 MWh und ist gegenüber 2006 um 107 % angestiegen.

Damit wurden rund 6,7 % des gesamt eingespeisten Stromes in Mecklenburg-Vorpommern aus Biogasanlagen gewonnen.

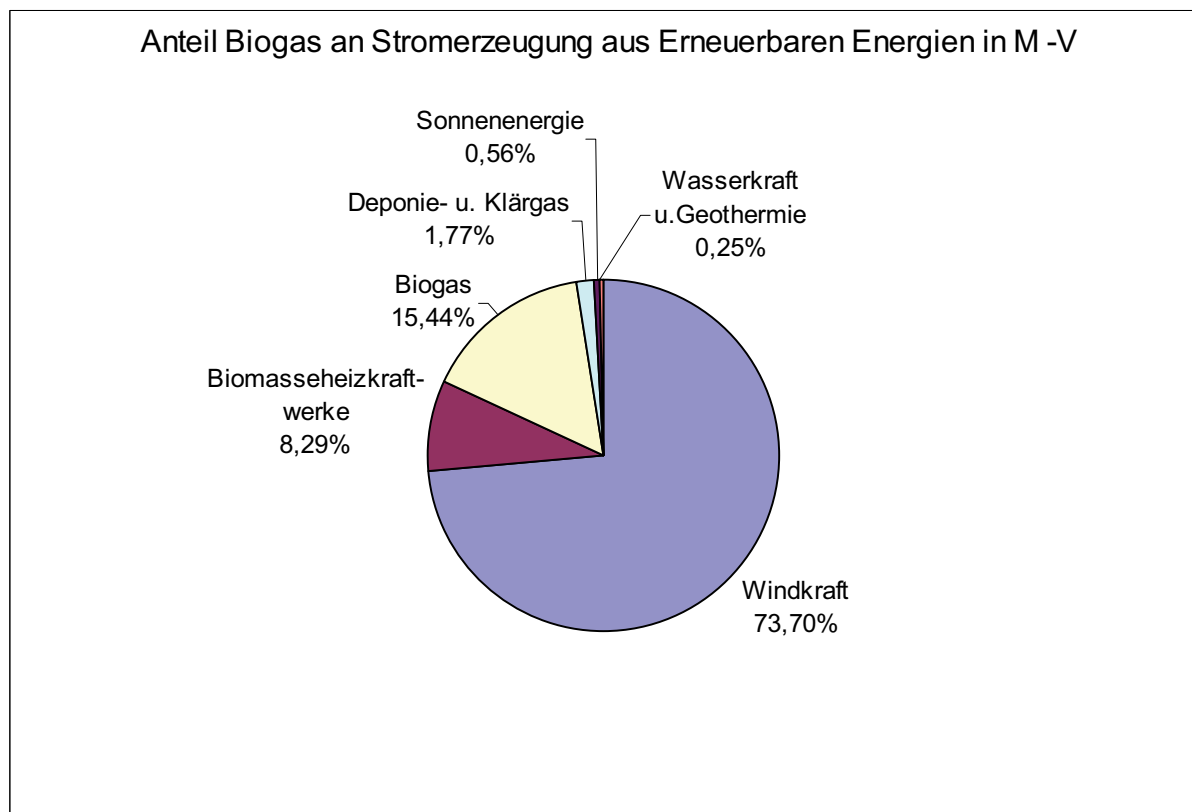


Abbildung 7: Anteil Biogas an Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in M-V

Aber wie sieht es mit Mecklenburg-Vorpommern im Vergleich zu den anderen Bundesländern aus (siehe Abbildung 8).

Mecklenburg-Vorpommern belegt mit einem Anteil von 4 % am Gesamtanlagenbestand den sechsten Platz. Führend ist Bayern mit 38,5 %. Auch am Anteil der installierten elektrischen Leistung liegt Mecklenburg-Vorpommern im Mittelfeld an sechster Stelle mit 6,1 %. An der Spitze steht wiederum Bayern mit 24,4 %.

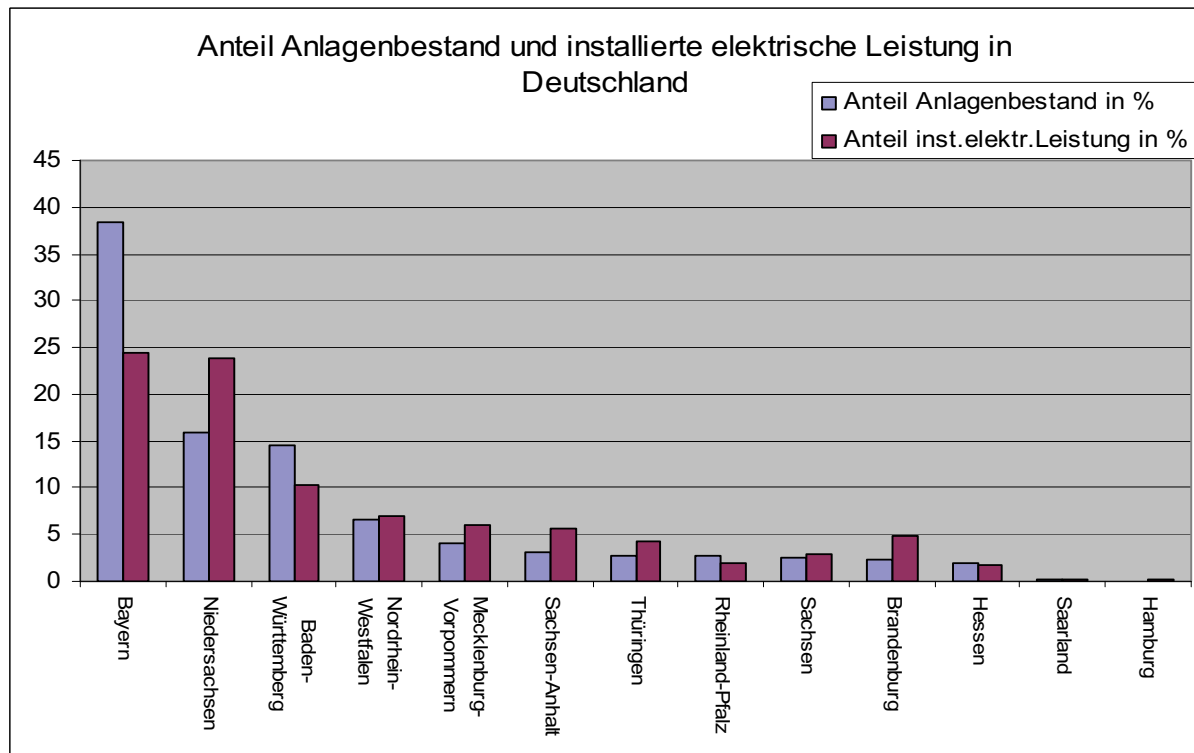


Abbildung 8: Anteil Anlagenbestand und installierte elektrische Leistung in Deutschland¹⁶

Bei der durchschnittlichen Leistung (Abbildung 9) liegt Mecklenburg-Vorpommern mit 500 kW an fünfter Stelle. Hierbei liegt Hamburg mit 1000 kW an der Spitze.

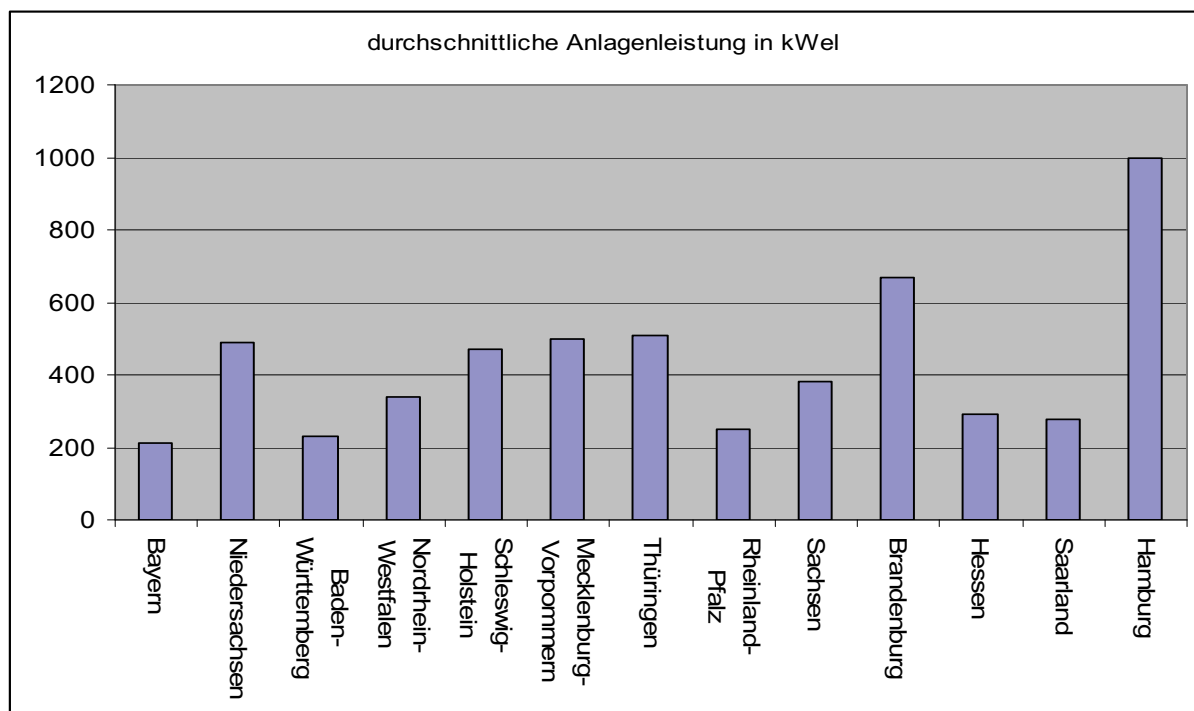


Abbildung 9: durchschnittliche Anlagenleistung in kWel

^{16, 17} Prof. Dr. jur. Klinski, Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Stromerzeugung aus Biomasse

2.6. Gärrest

2.6.1. Veränderungen des Substrats¹⁷

Verbesserung Fließfähigkeit:

Der Abbau organischer Trockenmasse, Schleim- und Faserstoffe führt zu einer verbesserten Fließfähigkeit.

Während der Vergärung nimmt der organische Trockenmassegehalt um 24-80 % ab. Rindergülle weist in Bezug zu Schweinegülle und Hühnergülle mit 30-40 % den geringsten Abbaugrad auf. Bei Schweinegülle sind es Abbauraten von 40–50 % und bei Hühnergülle von 45–65 %.

Gründe für die unterschiedlichen Abbauraten sind erhöhte Rohfasergehalte bei der Rindergülle und die höheren Fett- und Kohlenhydratgehalte bei der Schweine- und Hühnergülle.

Abbaugrade von 80 % der organischen Substanz können beim zusätzlichen Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen erreicht werden.

Einflussnehmende Faktoren für den Abbaugrad sind Temperatur, Raumbelastung und Verweilzeit im Fermenter.

Geringere Geruchsintensität:

Durch den Abbau von organischen Säuren bei der Verwendung von Gülle kann der charakteristische Güllegeruch minimiert werden. Des Weiteren kann Biogasgülle durch die erhöhte Viskosität schneller in den Boden eindringen, wodurch die Geruchsbildung weiterhin verringert wird. Biogasgülle besitzt im Gegensatz zu unvergorener Gülle nur noch die Hälfte bis ein Drittel der Geruchsintensität.

¹⁷ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Handreichung Biogasgewinnung und –nutzung. Gülzow (2004) Eder u. Schulz, Biogas Praxis, 3. Auflage, Freiburg, 2007

Verminderte Ätzwirkung und Verbesserung der Pflanzenverträglichkeit:

Gründe dafür sind der Abbau nichtflüchtiger und ätzend wirkender organischer Säuren.

Darüber hinaus wird durch den Abbau der Schleim- und Faserstoffe das Ablaufen von den Pflanzen verbessert. Im Weiteren vermindert der Trockenmasseabbau sich bildende Verkrustungen auf der Pflanzenoberfläche.

Nährstoffe:

Der Ammoniumanteil erhöht sich durch die Mineralisation des organisch gebundenen Stickstoffs bei Gülle um 5-10 % und kann sich bei Stallmist verdoppeln.

Nach der Vergärung steigt der pH-Wert im Gärrest auf 8 bis 8,5 an. Durch den pH-Wertanstieg wandelt sich der nicht gasförmige Ammoniumstickstoff in gasförmigen Ammoniak um. Der Ammoniakanteil kann bei einem pH-Wert von 8 20 % betragen.

Der gesamte Stickstoffgehalt bleibt während der Vergärung unverändert, wobei sich der Anteil an der Frischmasse des Gärsubstrates, aufgrund des Trockensubstanzabbaus, leicht erhöht.

Phosphor, Kalzium, Kalium und Magnesium bleiben in Bezug zu ihrer Masse unverändert. Nur ein Teil des Phosphors geht in die mineralische Form über, wodurch er pflanzenverfügbarer wird.

In Bezug zur Frischmasse steigt auch der Nährstoffanteil wegen dem Abbau der organischen Substanz.

Beim Schwefel ist zu beachten, dass dieser mit dem Biogas aus dem Gärsubstrat entweicht und durch die Entschwefelung als reine Nährstoffform zurück ins Gärsubstrat gelangen kann. Dadurch kann der Verlust an Schwefel minimal gehalten werden und zur Düngung verwendet werden.

Methanbelastung:

Durch die Vergärung wird das Potenzial für Methanemissionen vermindert, da der größte Teil des Methans während der Vergärung aufgefangen wird. Trotzdem kann es im Lager zu Methanausgasung kommen. Deswegen sollte bei der Lagerung auf eine gasdichte Abdeckung geachtet werden.

Potential der Humusbildung:

Humus wird aus Kohlenstoffverbindungen im Boden gebildet, wofür vorrangig Cellulose und Lignin benötigt werden.

Diese können während der Vergärung nur schwer oder nicht abgebaut werden. Deswegen sollte das humusbildende Potential kaum beeinflusst werden.

2.6.2. Gärrestlagerungsverluste¹⁸

Die Gärrestlagerung und besonders die Verluste während der Lagerung sind wichtige Aspekte die im weiteren Verlauf, in Bezug zum Klimaschutz, ökonomischen Betrieb der Biogasanlage und Nutzung des Gärsubstrats als Dünger, näher betrachtet werden soll.

Dabei handelt es sich um die Gase Methan, Lachgas und Ammoniak.

Methan und Lachgas sind nicht nur für das Klima relevant, sondern auch Verluste von Methan können die Gasgewinnung unwirtschaftlicher machen. Die Ammoniakemissionen spielen besonders beim Düngewert eine große Rolle und sollten bei steigenden Düngerpreisen nicht vernachlässigt werden.

Stickstoff geht an der Oberfläche des Gärsubstrats verloren, hingegen Methan im Gärsubstrat gebildet werden kann und dann verloren geht.

Die für das Klima wichtigen Gesamtemissionen können sich im Vergleich zu unvergorener Gülle um 60-75 % verringern weil schon ein hoher Anteil von Methan während der Vergärung aus der Gülle gelangt.

Ammoniak:

Durch die Prozesse im Fermenter steigen der Ammoniumanteil und der pH-Wert an.

Dadurch wird bei der Lagerung des Gärrestes im Endlager die Ammoniakbildung aus Ammonium gefördert, woraufhin die Stickstoffverluste, aufgrund erhöhter Ammoniakemissionen, steigen.

Begünstigt werden die Stickstoffverluste durch den Abbau der organischen Substanz, da sich im Gegensatz zu unvergorener Gülle keine „richtige“ Schwimmschicht bilden kann.

Würde der Gärrest nur aus vergorener Gülle bestehen, wären die Ammoniakemissionen 21 bis 64 % höher als bei unvergorener Gülle.

¹⁸ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung. Gülzow (2004)

Methan:

Durch die Vergärung der organischen Substanz im Fermenter werden im Endlager auftretende Methanverluste vermindert. Grund hierfür ist, dass organische Substanz schon im Fermenter zu Biogas und damit zu Methan umgewandelt wird.

Dadurch ist die potenzielle Masse an organischer Substanz im Gegensatz zu unvergorener Gülle geringer, wodurch auch die Masse organischer Substanz im Endlager, aus der Methan gebildet werden kann, kleiner ist.

Darüber hinaus sollte auch die Verweildauer des Gärsubstrats im Fermenter beachtet werden. Denn je kürzer sie ist, desto höher ist die Masse an angeimpfter organischer Substanz, die ins Endlager gelangt.

Durch die Vergärung können sich die Methanemissionen um bis zu 75 % in Bezug zu unvergorener Gülle verringern.

Methan besitzt ein 23-mal höheres Treibhauspotential als Kohlendioxid.

Lachgas:

Beim Lachgas gibt es unterschiedliche Untersuchungsergebnisse in Bezug zu Flüssigmist.

Erheblichen Einfluss auf die Emission spielt die Temperatur.

Im Winter verhält sich die Emission aus dem Gärrestlager ähnlich der unvergorenen Gülle. Jedoch im Sommer können Lachgasverluste im Endlager 50 % mehr betragen als im unbehandelten Güllelager.

2.6.4. Restgaspotential¹⁹

Die Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. führte 2001 deutschlandweit bei 59 ausgewählten Biogasanlagen eine einjährige Untersuchung dieser durch.

Unter anderem wurde auch das Restgaspotenzials des Ablaufs aus der letzten Fermenterstufe bestimmt.

Ermittelt wurden die Werte bei Gärtemperaturen von 20 °C bzw. 37 °C.

Bei 37 °C liegt das Restgaspotenzial zwischen 0,24 und 14 Nm³CH₄/t_{sub} und bei 20 °C unter 7 Nm³CH₄/t_{sub}.

Die höchsten Potenziale weisen Anlagen auf, bei denen die Verweilzeiten unter 50 Tagen liegen und die nur sehr geringe Anteile an pflanzlichen Kosubstraten einsetzen.

Hier liegt das Restgaspotenzial zwischen 5,6 bis 14 Nm³CH₄/t_{sub}.

Dennoch traten bei zwei Anlagen, die fast nur Wirtschaftsdünger als Substrat einsetzen und auch Verweilzeiten von unter 50 Tagen besitzen, nur Restgaspotentiale von 5,6 und 5,4 Nm³CH₄/t_{sub} auf. Dabei unterscheiden sie sich nicht von Anlagen mit längeren Verweilzeiten.

Das Restgaspotential bei 20 °C beträgt nur 40 bis 88 % des Restgaspotentials bei einer Gärtemperatur von 37 °C.

Die Schlussfolgerung bei der Betrachtung des Restgaspotentials ist, dass das Restgaspotenzial von der Verweilzeit, der Art der eingesetzten Substrate und der Konzeption des Vergärungsprozesses abhängt.

Darüber hinaus wird gesagt, dass das ungenutzte Restgas einen zusätzlichen ökonomischen Beitrag liefern könnte, wodurch eine gasdichte Abdeckung des Gärrestlagers gefordert wird. Auch in Bezug des ökologischen Aspektes sollte dies erfolgen, um eine positive Akzeptanz der Biogasanlagen zu verstärken.

¹⁹ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Gülzow (2005)

2.6.3. Gärrestlagerung

Deutschland:

Aufgrund der Auswertungen des Biogas-Messprogramms²⁰ (erschienen 2005) besitzen deutschlandweit 62 % der Biogasanlagen keine Abdeckung, bei 28 % ist sie nicht gasdicht und bei 10 % gasdicht

Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg bilden den nord-östlichen Bereich in dem nur offene Endlager vorzufinden sind.

Nach EBERTSCH²¹ (2007) sind deutschlandweit ca. 76 % der Lager nicht gasdicht abgedeckt.

Mecklenburg-Vorpommern²²:

Wie es in Mecklenburg-Vorpommern im Jahre 2008 aussieht, soll im folgendem gezeigt werden.

In Mecklenburg-Vorpommern sind ungefähr 161 Biogasanlagen in Betrieb.

150 Biogasanlagenbetreiber wurden während des Interdisziplinären Projektseminars „Erfassung des aktuellen Standes der Gärrestlagerung von Biogasanlagen in Mecklenburg-Vorpommern“ der Hochschule Neubrandenburg angeschrieben, woraufhin 47 Antwortschreiben ausgewertet wurden.

Sie erhielten einen Fragebogen, der Aufschluss über den tierischen Substrateinsatz, die Gärrestlagerung und eventuellen zukünftigen Investitionen geben sollte.

Die 47 Biogasanlagen besitzen zusammen 85 Endlager. Darunter befinden sich 66 Hochbehälter, 16 Lagunen, 4 Tiefbehälter und ein sonstiges Endlager (Abbildung 10).

Im Durchschnitt besitzt jede Anlage ein Gesamtlagervolumen von rund 8500 m³. Das Lagervolumen eines Gärrestlagers beträgt dagegen durchschnittlich 4900 m³.

²⁰ Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.: Ergebnisse des Biogas-Messprogramms. Gülzow (2005)

²¹ G. Ebertsch, Immissionsschutz bei Biogasanlagen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, Euroforum - Konferenz Biogas, Berlin, 28.02.07

²² Interdisziplinäres Projektseminar „Erfassung des aktuellen Standes der Gärrestlagerung von Biogasanlagen in Mecklenburg-Vorpommern“ der Hochschule Neubrandenburg

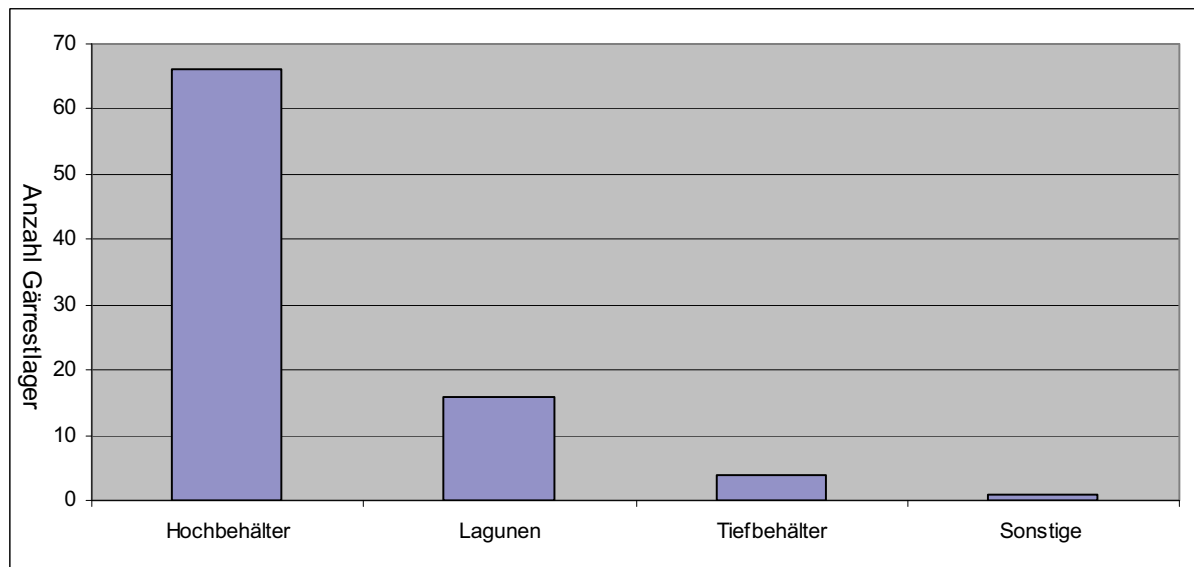


Abbildung 10: Anzahl Gärrestlager

In Abbildung 11 ist die Anzahl der Abdeckungen der Endlager dargestellt.

60 Endlager besitzen eine Schwimmschicht, 26 sind mit einer Folie abgedeckt, davon sind 9 gasdicht, wovon 8 Betreiber auch das anfallende Gas nutzen, und ein Endlager ist mit einer Schwimmschicht aus Granulat bedeckt.

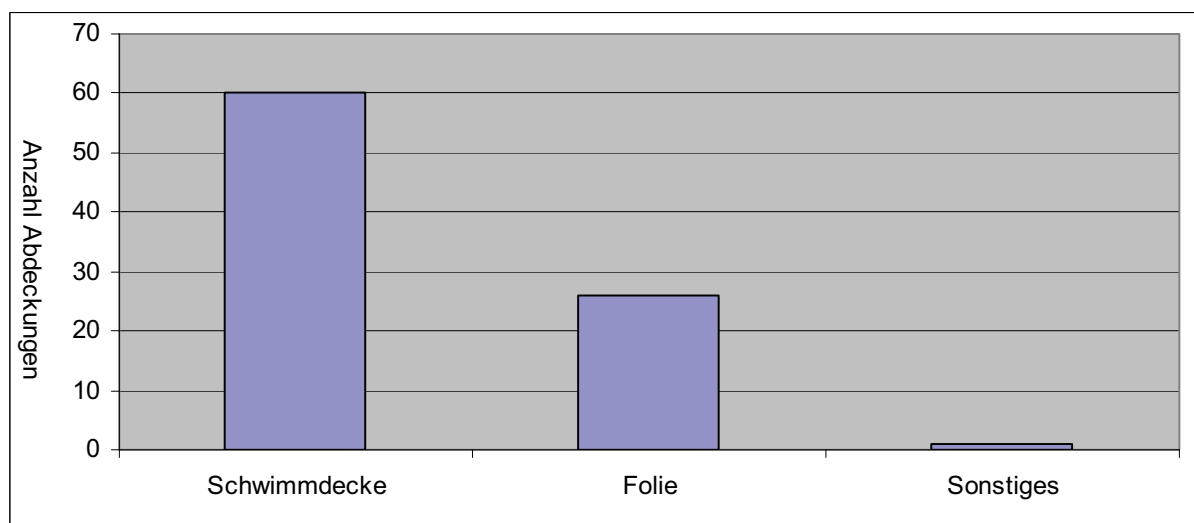


Abbildung 11: Anzahl der Abdeckformen der Gärrestlager

Bei dem hohen Anteil an offenen Endlagern, da eine Schwimmdecke keine optimale Lösung gegen Stickstoff- und Methanverlusten bietet, ist es verwunderlich, dass 78 % der Betreiber nicht planen in eine Abdeckung des Endlagers zu investieren.

2 Betreiber planen ihr Endlager abzudecken, 3 planen es nicht nur abzudecken sondern auch das Restgas zu nutzen und 5 planen direkt in einen Nachgärer zu investieren (Abbildung 12).

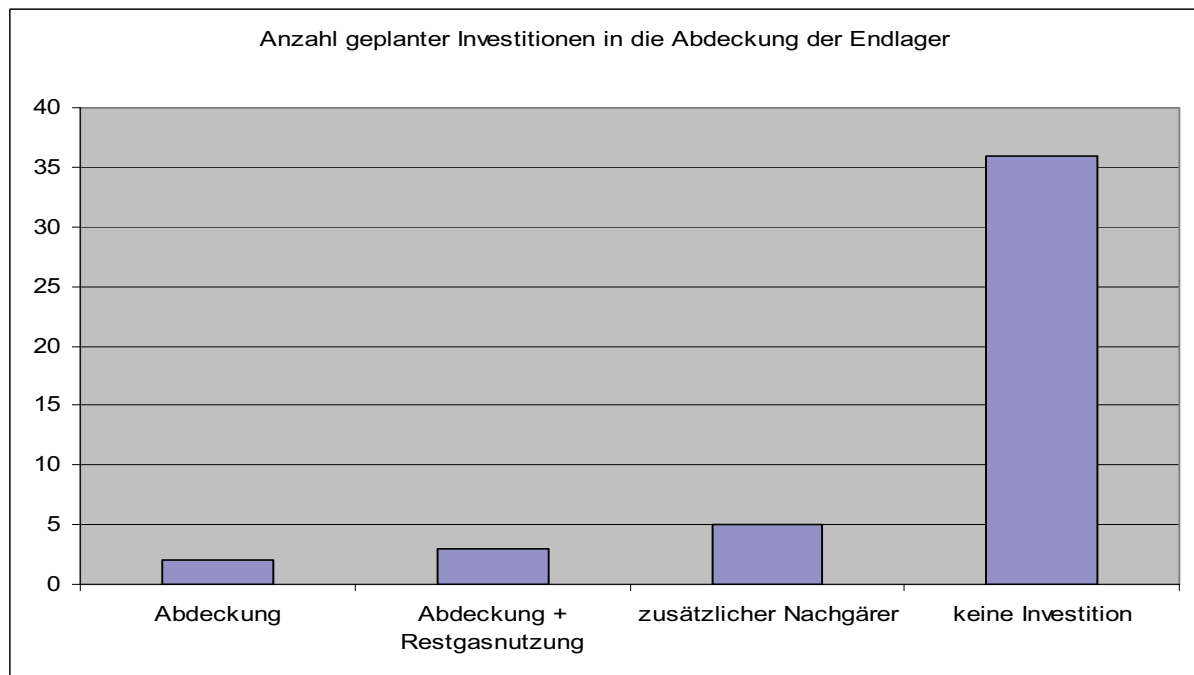


Abbildung 12: Anzahl geplanter Investitionen in die Abdeckung des Endlagers

Mit der Befragung der Betreiber sollte auch herausgefunden werden, inwieweit tierische Exkrememente Verwendung als Substrat finden (Abbildung 13).

Am häufigsten wird Rindergülle verwendet. Diese wird in 34 Anlagen als Substrat eingesetzt. Darauf folgt die Schweinegülle mit Anwendung in 12 Anlagen. Auch Hühnertrockenkot wird in 7, Rindermist in 5 und Schweinemist in einer Anlagen mit verwendet. Hierbei wird nur die Häufigkeit in den Anlagen betrachtet, so dass auch die Mischbarkeit untereinander möglich ist.

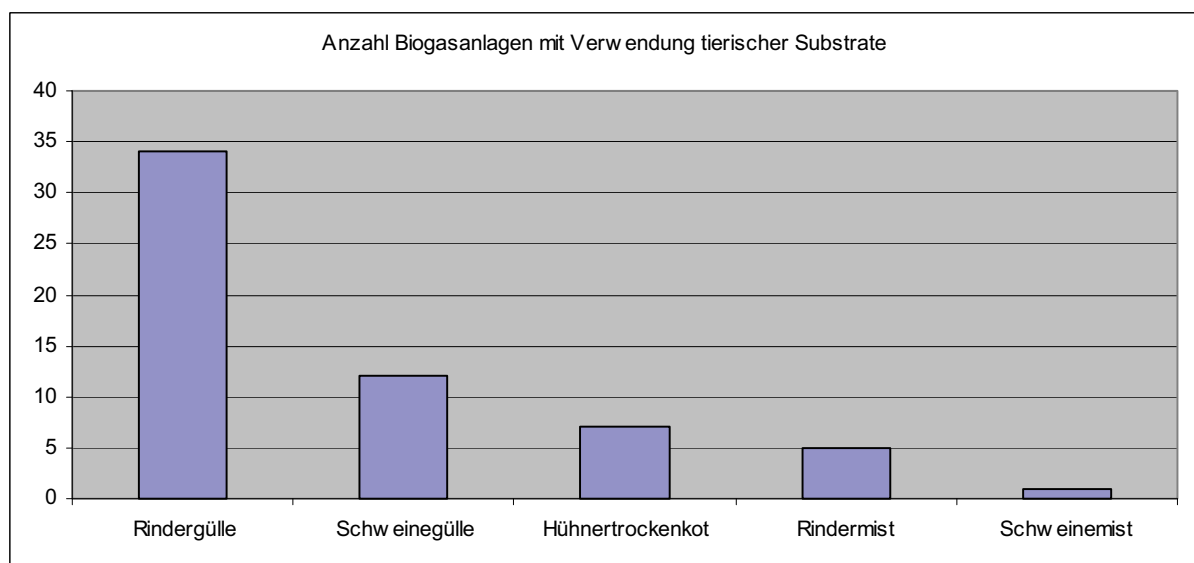


Abbildung 13: Anzahl Biogasanlagen mit Verwendung tierischer Exkrememente

3. Zielstellung

Die Zielstellung dieser Arbeit ist die Untersuchung der Gärrestlager auf die Potenziale in der Methan- und Nährstoffausbeute.

Von 24 Anlagen aus Mecklenburg-Vorpommern wurden Proben vom Gärrest und dem Zulauf zum Gärrestlager genommen.

Dabei werden für die Untersuchung offene, abgedeckte und gasdichte Endlager betrachtet.

Es soll aufgezeigt werden wie hoch das Restgas- und Stickstoffausnutzungspotential des Gärrestes im Endlager ist.

Besonders bei der Nassvergärung mit dem Einsatz von Gülle ist eine optimale Lagerung des Gärrestes sinnvoll.

Damit Ammoniak-, Methan-, und Lachgasverluste minimiert werden können.

Es stellt sich die Frage, inwieweit zusätzliche Investitionen in die Gärrestlagerung sinnvoll sind. Dies kann mit einer einfachen Abdeckung mit Folie, einer gasdichten Abdeckung mit eventuell Restgasnutzung oder dem Bau eines Nachgärers realisiert werden.

Mit der erneuten Novellierung des EEG im Jahre 2008 und den damit höheren Vergütungen für Anlagen bis 500kW, könnte es interessant sein den Aspekt der Lagerung zu überdenken.

Dagegen sollte der Ablauf der Biogasproduktion bis zum Endlager optimal ablaufen, um die eventuellen Verluste im Endlager minimal zu halten und nicht zuviel Potential im Endlager zu verschenken.

Eine gasdichte Abdeckung soll nicht nur ökonomische Vorteile aufzeigen, sondern auch den ökologischen Aspekt in Bezug zum Klimaschutz betrachten.

4. Material und Methoden

4.1. Probennahme

Für die Untersuchung wurde von den Biogasanlagen jeweils eine Probe vom Zulauf zum Endlager und vom Endlager genommen.

Das Probenvolumen war jeweils ein Liter.

Die Zulaufproben wurden je nach Ausführung der Anlage vom Einlaufrohr ins Lager, vom Überlaufrohr vom Fermenter zum Nachgärer, am Behälter selbst oder in der Umpumpstation genommen. Wichtig war, dass es sich um „frisches“ Material aus dem jeweiligen Behälter handelt.

Die Proben aus dem Endlager wurden mit einem am Seil gebundenen Eimer aus dem Endlager oder an der Gülleabnahmestelle genommen. Wurde die Proben von oben genommen, musste der Eimer die Schwimmschicht durchdringen und sollte auch keine Schwimmschichtreste beinhalten, weil die Schwimmschicht nicht repräsentativ für die Untersuchung wäre

4.2. Untersuchung der Proben

Die gesammelten Proben wurden am jeweiligen Tag eingefroren und zur Untersuchung zur Lufa nach Rostock geschickt.

Im Labor wurden die Proben auf den Gehalt der organischen Trockensubstanz, des Gesamtstickstoffs, den Ammoniumgehalt und dem Chemischen Sauerstoffbedarf hin untersucht. Des Weiteren wurde auch die theoretische Methanausbeute, basierend auf dem CSB, berechnet.

4.3. Übersicht beprobter Biogasanlagen

Die 24 Biogasanlagen wurden aus den beantworteten Fragebögen des Interdisziplinären Projektseminars der Hochschule Neubrandenburg ausgewählt.

Die Tabelle 3 soll einen kurzen Überblick über die Art, Bauform, Abdeckung, Material und Volumen des Endlagers Aufschluss geben.

Tabelle 3: Zusammenfassung der beprobten Endlager der ausgesuchten Biogasanlagen

Anlage	Endlagerart	Bauform Endlager	Abdeckung	Material d. Lagerbehälters	Volumen
BGA 1	Endlager	Lagune	Schwimmdecke	Folie	5000
BGA 2	Endlager	Lagune	Schwimmdecke	Beton	15000
BGA 3	Endlager	Lagune	Schwimmdecke	Folie	8000
BGA 4	Endlager	Lagune	Schwimmdecke	sonstiges	5400
BGA 5	Endlager	Lagune	Schwimmdecke	Beton	26000
BGA 6	Endlager	Lagune	Schwimmdecke	Beton	5500
BGA 7	Endlager	Hochbehälter	Folie	Beton	4200
BGA 8	Endlager	Hochbehälter	gasdichte Folie	Beton	2330
BGA 9	Nachgärer	Hochbehälter	gasdichte Folie	Beton	4700
BGA 10	Nachgärer	Hochbehälter	gasdichte Folie	Stahl	923
BGA 11	Nachgärer	Hochbehälter	gasdichte Folie	Beton	4000
BGA 12	Nachgärer	Hochbehälter	gasdichte Folie	Beton	3000
BGA 13	Nachgärer	Hochbehälter	gasdichte Folie	Beton	2000
BGA 14	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Beton	3660
BGA 15	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Beton	5000
BGA 16	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Stahl	3800
BGA 17.1	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Edelstahl	3000
BGA 17.2	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Edelstahl	3000
BGA 18	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Beton	5000
BGA 19	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Beton	5000
BGA 20	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Beton	3200
BGA 21	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Beton	4000
BGA 22	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Edelstahl	2000
BGA 23	Endlager	Hochbehälter	Schwimmdecke	Beton	3000
BGA 24	Endlager	Hochbehälter	Granulat	Beton	2000

Bei BGA 1 bis BGA 6 wurden die Proben aus den offenen Lagunen und BGA 7 bis 24 aus Hochbehältern genommen.

Beide Endlager der BGA 17 wurden beprobt, deswegen erhielten sie die Bezeichnung BGA 17.1 und BGA 17.2.

Die beprobten Behälter der BGA 9 bis BGA 13 sind Nachgärer, die dementsprechend gasdicht abgedeckt sind. BGA 7 ist mit einer gasdichten Folie abgedeckt, aber nicht gasdicht. BGA 14 bis BGA 24 besitzen ein offenes und BGA 24 ein mit schwimmendem Granulat bedecktes Endlager. Darüber hinaus konnte bei der BGA 15 der Nachgärer nicht beprobt werden, so dass der Zulauf aus dem Fermenter zum Nachgärer entspricht.

5. Darstellung und Auswertung der Probenergebnisse

5.1. Gesamtstickstoffgehalt:

In Abbildung 14 werden die Gesamtstickstoffgehalte des Gärsubstrats aus dem Zulauf und dem Endlager aufgezeigt.

Die Gehalte aus dem Zulauf schwanken bei den Biogasanlagen in einem Bereich von 2,1 bis 5,8 kg N/m³ Frischmasse. Im Durchschnitt ist ein Gesamtstickstoffgehalt von rund 4 kg N/m³ Frischmasse auszumachen.

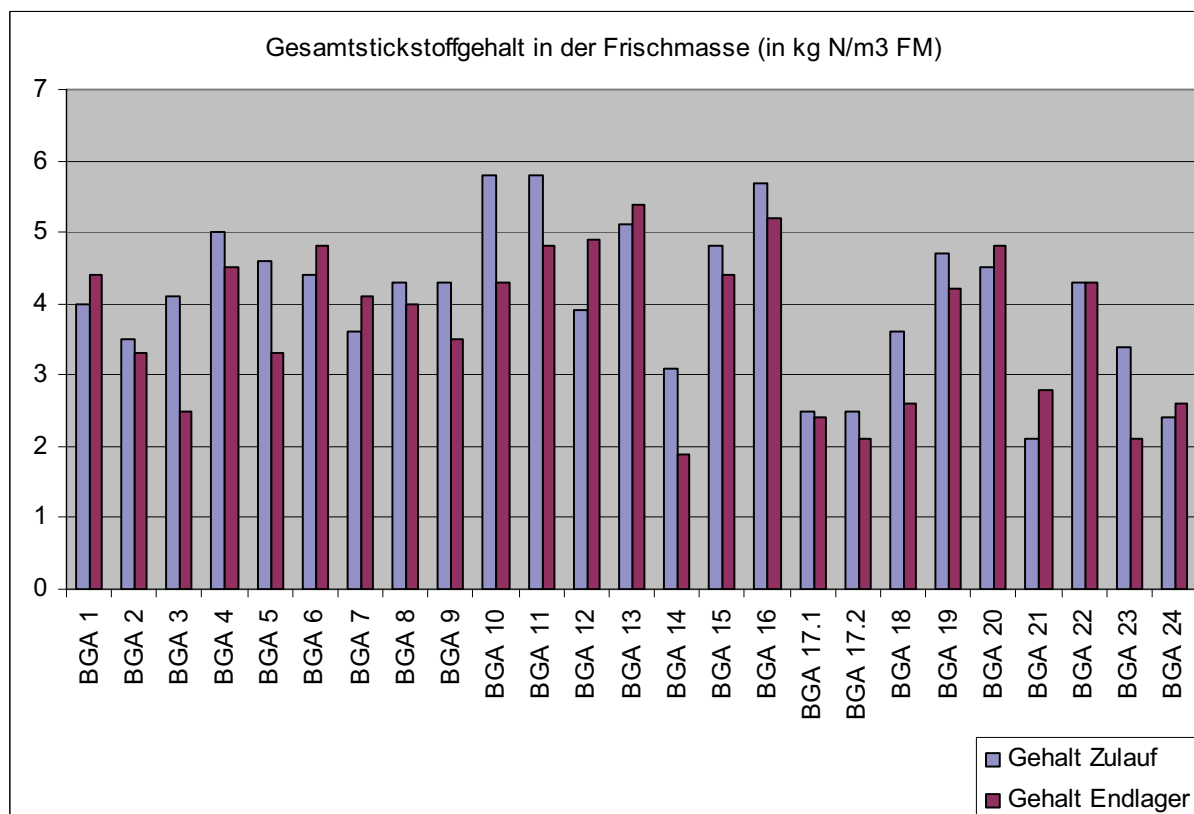


Abbildung 14: Gesamtstickstoffgehalte des Zulaufs und der Endlager

Bei den Endlagern erstrecken sich die Werte in einem Bereich von 1,9 kg bis 5,4 kg N/m³ FM.

Der Durchschnitt der Gehalte liegt hier bei rund 3,7 kg N/m³ FM, wodurch im Mittel eine Abnahme von 0,3 kg N/m³ FM ersichtlich wird.

Damit beurteilt werden kann, wie hoch die Verluste an Stickstoff sind, müssen die jeweiligen Gehalte aus dem Zulauf und Endlager miteinander verglichen werden.

Wenn Verluste vorhanden sind, sollte der Gesamtstickstoffgehalt sinken.

In Abbildung 15 kann man erkennen, dass bei 8 Anlagen der Stickstoffgehalt im Endlager steigt, bei 16 Anlagen fällt und bei Anlage gleich bleibt.

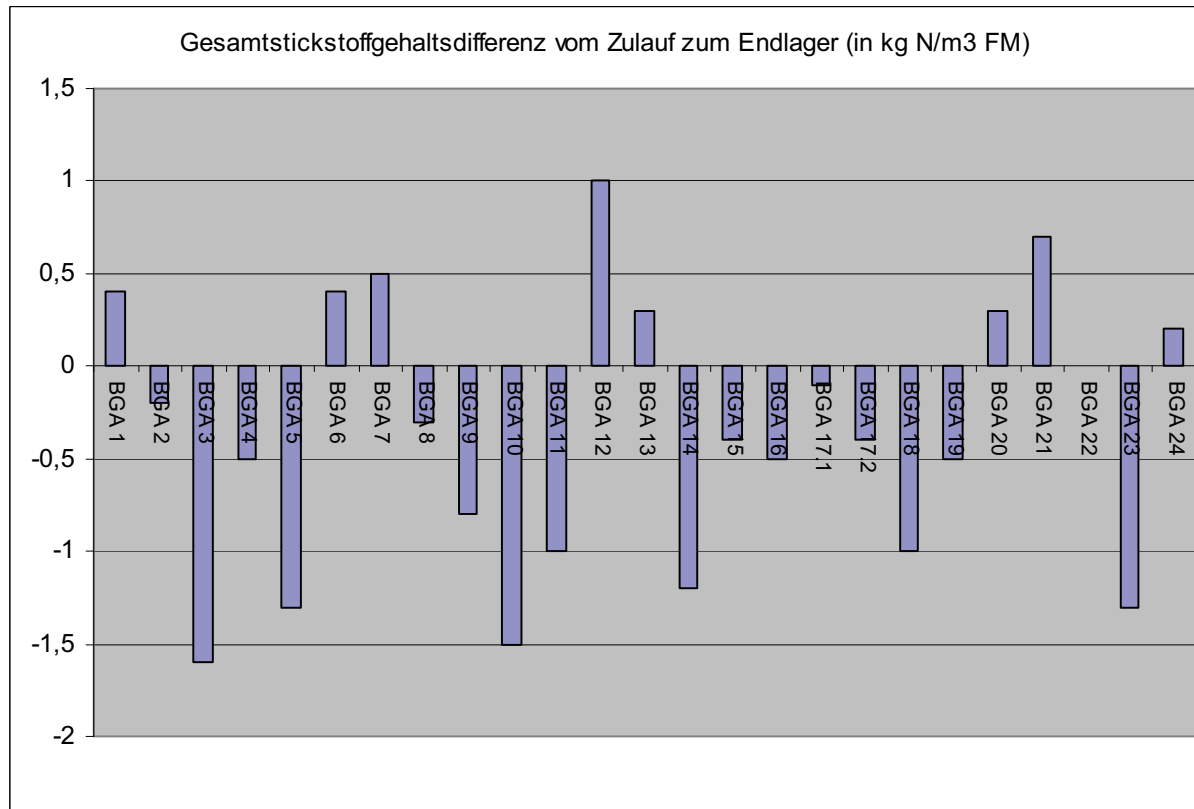


Abbildung 15: Differenz der Gesamtstickstoffgehalte vom Zulauf zum Endlager

Die Differenz der Gesamtstickstoffgehalte schwankt in einem Bereich von +1 bis -1,6 kg N/m³ Frischmasse.

Bei den 15 Endlagern mit gesunkenem Gehalt sind die Gesamtstickstoffgehalte im Durchschnitt um rund 0,78 kg N/m³ FM gesunken und bei den 8 Endlagern mit gestiegenem Gehalt stieg der Gesamtstickstoffgehalt um rund 0,48 kg N/m³ Frischmasse.

Jedoch weisen 7 von ihnen einen Stickstoffverlust von mindestens 1 kg N/m³ Frischmasse auf.

Der Gesamtstickstoffgehalt ist ein wichtiger Aspekt bei der Betrachtung von Stickstoffverlusten während der Gärrestlagerung.

Im Verlauf der Vergärung wird zwar organisch gebundener Stickstoff in die Ammoniumform mineralisiert, aber die Masse an Stickstoff bleibt während der Vergärung relativ unverändert.

Durch die Umwandlung in die Ammoniumform kann der Stickstoff leicht durch weitere Umwandlung in Ammoniak an der Gärrestoberfläche im Endlager in die Atmosphäre entweichen.

Dadurch sinkt unter anderem der Gesamtstickstoffgehalt bei 15 Endlagern um durchschnittlich $0,78 \text{ kg N/m}^3 \text{ FM}$ in der Frischmasse.

5.2. Ammoniumgehalt

Im Zulauf bewegen sich die Ammoniumgehalte in einem Bereich von $1,3$ bis $4 \text{ kg NH}_4 / \text{m}^3$ Frischmasse (Abbildung 16). Im Durchschnitt ist in den Zuläufen ein Ammoniumgehalt von rund $2,2 \text{ kg NH}_4 / \text{m}^3$ Frischmasse auszumachen.

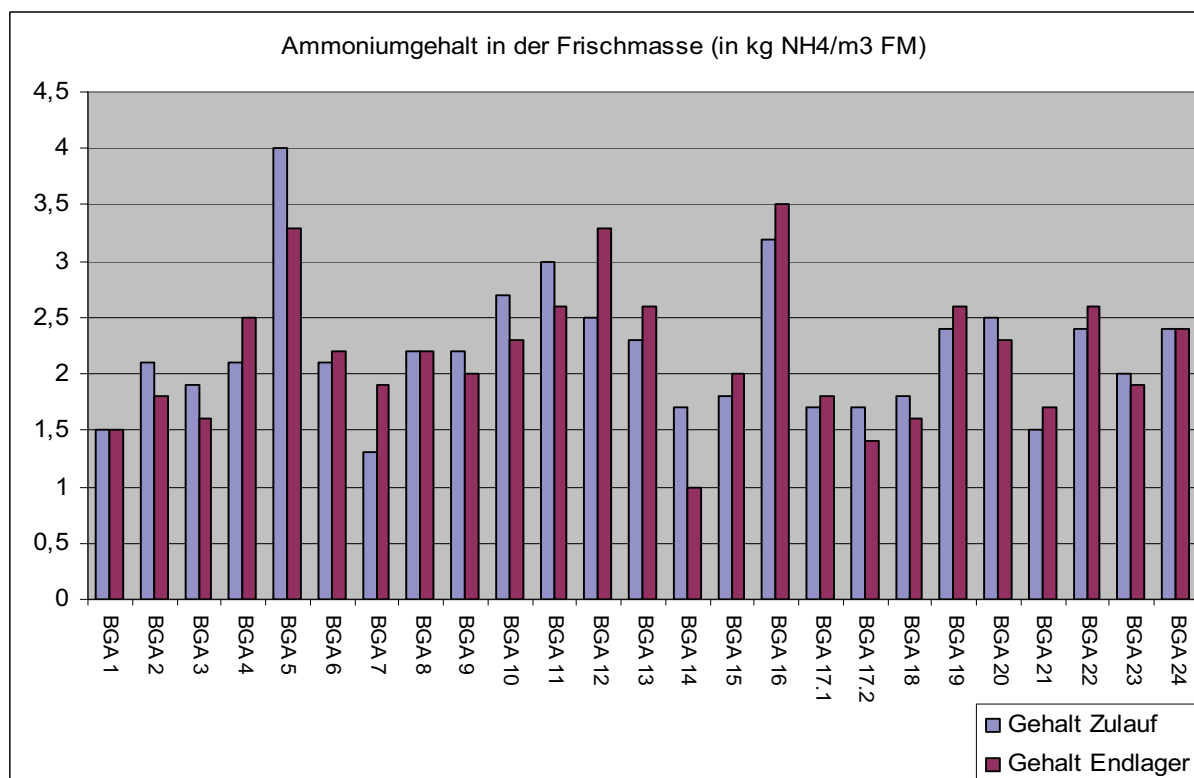


Abbildung 16: Ammoniumgehalt im Zulauf und Endlager

Dagegen bewegen sich die Ammoniumgehalte im Endlager in einem Bereich von 1 bis $3,5 \text{ kg NH}_4 / \text{m}^3 \text{ FM}$. Durchschnittlich sind rund $2,18 \text{ kg NH}_4 / \text{m}^3 \text{ FM}$ im Endlager vorhanden und damit liegt der Wert nur leicht unter dem Durchschnittswert der Zuläufe.

Die genauen Änderungen der Gehalte können in Abbildung 17 betrachtet werden.

Im Endlager verändert sich der Ammoniumgehalt in Bezug zum Zulauf in einem Bereich von $+0,8 \text{ kg}$ bis $-0,7 \text{ kg NH}_4 / \text{m}^3$ Frischmasse.

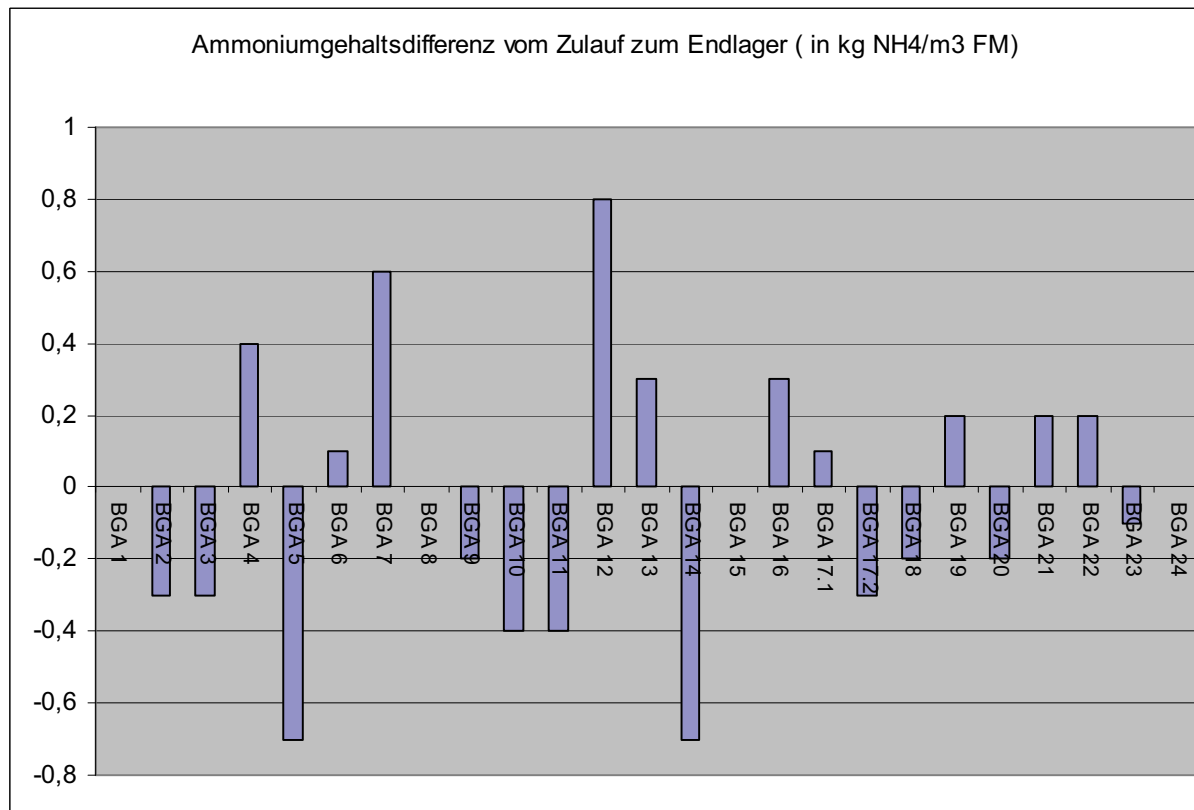


Abbildung 17: Differenz der Ammoniumgehalte vom Zulauf zum Endlager

Bei 10 Endlagern ist der Ammoniumgehalt im Endlager durchschnittlich um $0,32 \text{ kg NH}_4 / \text{m}^3$ FM gestiegen. Bei drei Anlagen blieb er unverändert und bei zwölf Anlagen ist er im Durchschnitt um $0,35 \text{ kg NH}_4 / \text{m}^3$ FM gefallen.

Der Anstieg des Ammoniumgehaltes könnte auf eine erhöhte Mineralisierung von organisch gebundenem Stickstoff hindeuten. Dagegen könnte der Abfall des Ammoniumgehaltes die Umwandlung zu Ammoniak bedeuten.

Inwieweit sich der Ammoniumgehalt bemessen am Gesamtstickstoffgehalt verändert, soll im nächsten Punkt geklärt werden.

5.3. Vergleich Stickstoffgehalt und Ammoniumgehalt

Der Vergleich soll zeigen inwieweit der Ammoniumgehalt und der Gesamtstickstoffgehalt in Beziehung stehen.

Die Abbildung 18 gibt Aufschluss darüber, wie viel Prozent des Gesamtstickstoffs in der Ammoniumform gebunden ist. Dabei wird der prozentuale Anteil des Ammoniumgehaltes am Gesamtstickstoffgehalt des Zulaufs und des Endlagers für jede Biogasanlage gegenübergestellt.

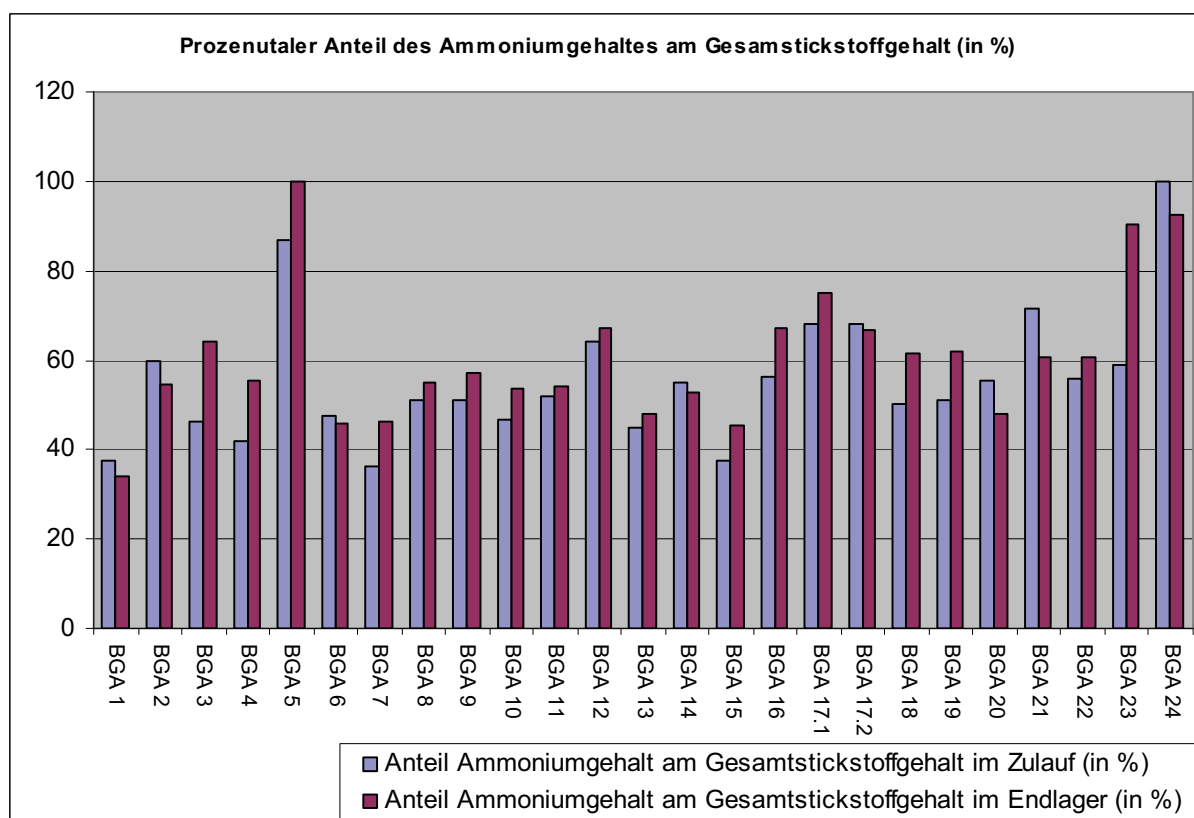


Abbildung 18: Prozentualer Anteil des Ammoniumgehaltes am Gesamtstickstoffgehalt (in %)

Im Zulauf der Biogasanlagen schwankt der Ammoniumanteil am Gesamtstickstoffgehalt in einem Bereich von 36 bis 100 %. Im Durchschnitt beträgt der Ammoniumanteil rund 56% am Gesamtstickstoffgehalt. Damit liegt über die Hälfte des vorhandenen Stickstoffs in der Ammoniumform vor.

In den Endlagern schwankt der Ammoniumanteil in einem ähnlichen Bereich von 34 bis 100 % am Gesamtstickstoffgehalt. Im Durchschnitt der Anlagen beträgt der Ammoniumanteil rund 61 %.

Damit ist der Ammoniumanteil durchschnittlich um 5 % in den Endlagern angestiegen.

Auffallend sind die Ergebnisse der BGA 5 und BGA 24, denn in diesen Anlagen liegt der Ammoniumanteil in den Zuläufen und Endlager bei über 80 %. Bei der BGA 5 liegt der Gesamtstickstoff im Endlager zu 100 % als Ammonium vor, dagegen der Ammoniumanteil bei der BGA 24 schon im Zulauf bei 100 % liegt und im Endlager fällt. Die hohen Anteile rühren von der Verwendung von Schweinegülle als Substrat her.

Wie sich der Ammoniumanteil prozentual am Gesamtstickstoffgehalt im Endlager entwickelt hat, ist in Abbildung 19 dargestellt.

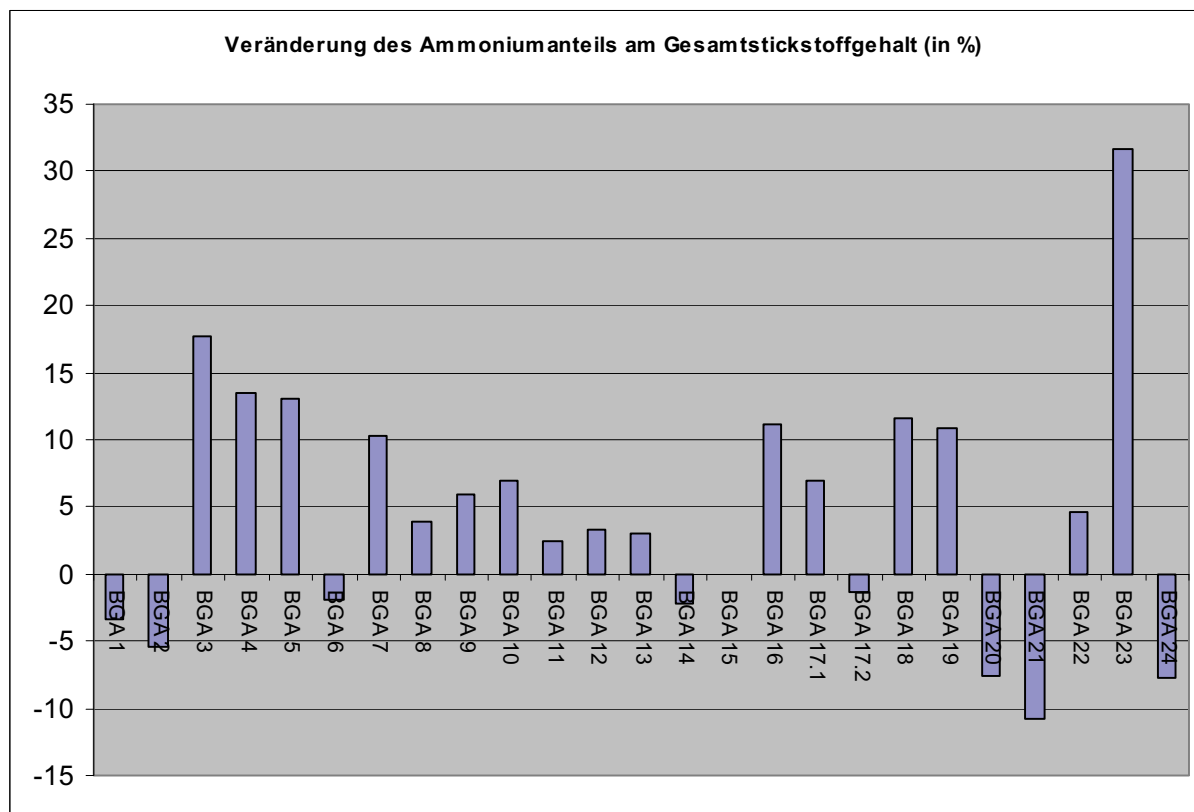


Abbildung 19: Veränderung des Ammoniumanteils am Gesamtstickstoffgehalt im Endlager (in %)

Bei 16 Endlagern ist der Ammoniumanteil im Endlager im Durchschnitt um 9,8 % gestiegen. Die Werte schwanken in einem Bereich von 2,4 bis rund 32 %.

Auffallend ist der Anstieg um rund 32 % bei der BGA 23. Dies würde auf eine hohe Mineralisierung des organisch gebundenen Stickstoffs hindeuten.

Bei 8 Endlagern ist der Ammoniumanteil im Durchschnitt um rund 5 % gesunken, wobei sich die Werte in einem Bereich von 1,3 bis 11 % befinden.

Wie sich der Ammonium- und Gesamtstickstoffgehalt jeweils prozentual im Vergleich entwickelt hat, wird in Abbildung 20 beschrieben.

Dabei lassen sich die Ergebnisse in folgenden Punkten zusammenfassen:

1.

Von den 16 Endlagern bei denen der Gesamtstickstoffgehalt sinkt, sinkt bei 10 Endlagern (BGA 2, 3, 5, 9, 10, 11, 14, 17.2, 18, 23) auch der Ammoniumgehalt.

Bei drei Endlagern (BGA 2, 14, 17.2) sank der Ammoniumgehalt und bei sieben Endlagern (BGA 3, 5, 9, 10, 11, 18, 23) der Gesamtstickstoffgehalt stärker ab.

2.

Von den acht Endlager mit gestiegenem Gesamtstickstoffgehalt ist bei fünf (BGA 6, 7, 12, 13, 21) auch der Ammoniumgehalt gestiegen.

Dabei ist erkennbar, dass bei zwei Endlager (BGA 6 und 21) der Gesamtstickstoffgehalt und bei drei Endlager (BGA 7, 12 und 13) der Ammoniumgehalt stärker angestiegen ist.

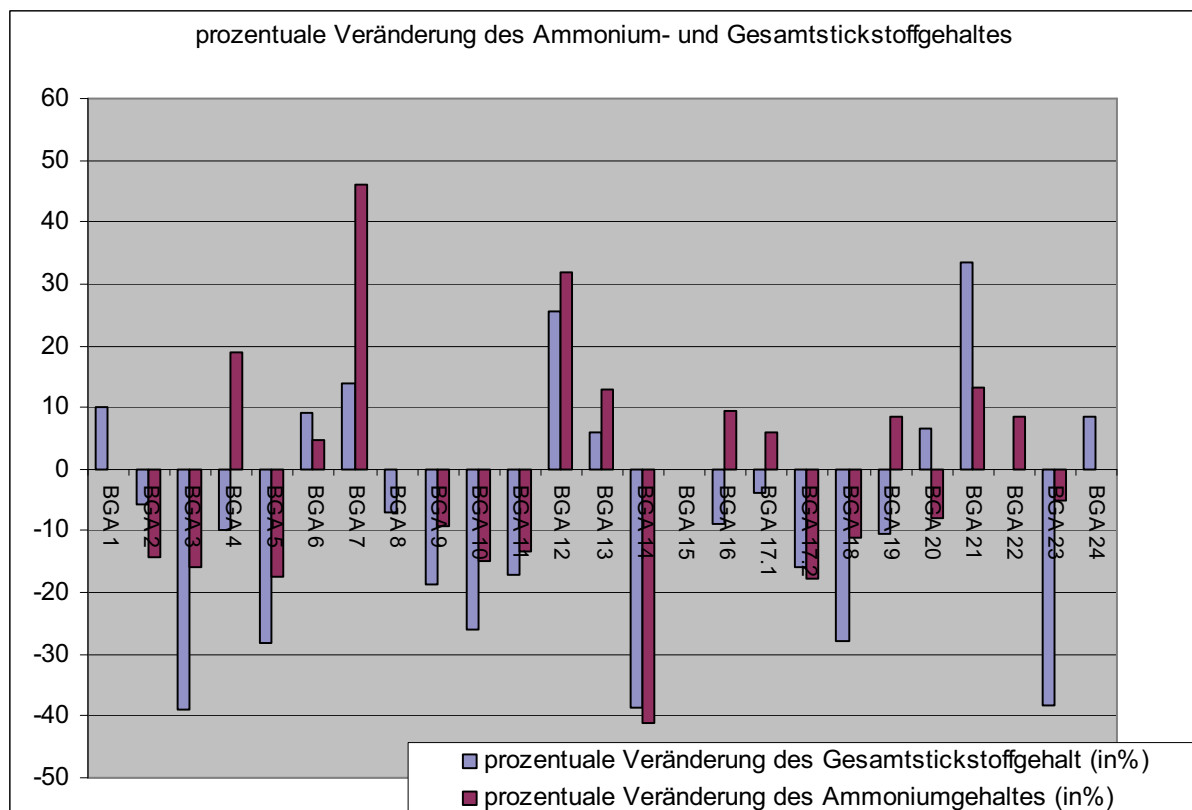


Abbildung 20: prozentuale Veränderung des Ammonium- und Gesamtstickstoffgehaltes

3.

Zwei Endlager (BGA 1 und 24) besitzen einen gestiegenen Gesamtstickstoffgehalt und keine Veränderung des Ammoniumgehaltes.

4.

Das Endlager der BGA 8 weist einen gesunkenen Gesamtstickstoffgehalt, aber einen unveränderten Ammoniumgehalt auf.

5.

Bei vier Endlager (BGA 4, 16, 17.1, 19) fiel der Gesamtstickstoffgehalt und der Ammoniumgehalt stieg an.

6.

Bei einem Endlager (BGA 20) stieg der Gesamtstickstoffgehalt und der Ammoniumgehalt fiel.

Eine Abnahme des Gesamtstickstoffgehaltes bedeutet, dass Stickstoff als Ammoniak oder Lachgas verloren gegangen ist. Dabei geht Ammoniak verloren, der sich aus dem Ammonium gebildet hat. Wiederum bildet sich Ammonium durch die Mineralisation des organisch gebundenen Stickstoffs.

Ammoniak kann nur an der Oberfläche verloren gehen und deswegen auch im Gärrest verbleiben.

Deshalb kann der Ammoniumgehalt keinen Aufschluss darüber geben, wie hoch die Verluste sind, sondern nur aufzeigen wie hoch das Potenzial ist, dass Stickstoff durch die Umwandlung in Ammoniak verloren gehen könnte.

Ein verringerter Ammoniumgehalt bedeutet nicht gleich einen Verlust an Stickstoff, da der Ammoniak noch im Gärrest verbleiben kann.

5.4. Trockensubstanzgehalt

Die Trockensubstanzgehalte sind in Abbildung 21 dargestellt.

In den Zuläufen sind TS-Gehalte in einem Bereich von 2,5 bis rund 10 % vertreten. Im Durchschnitt der Zuläufe liegt der TS-Gehalt bei rund 6,3 %.

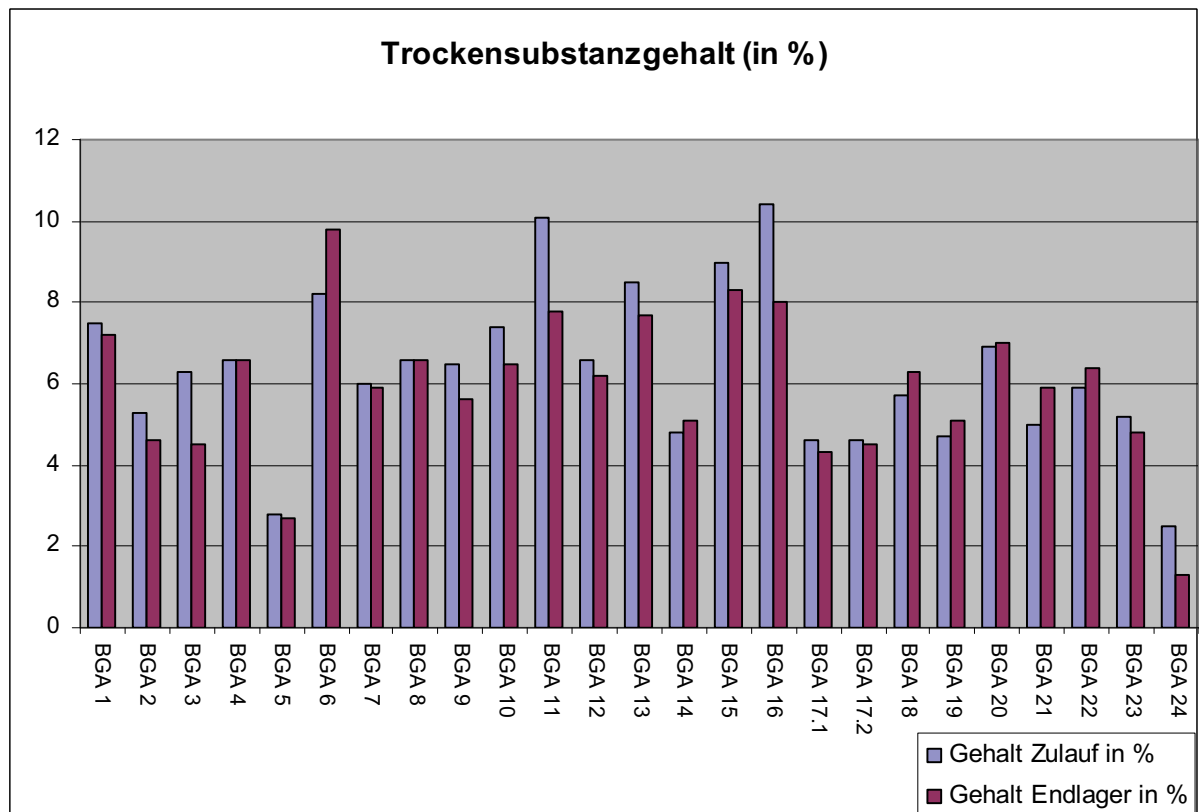


Abbildung 21: Trockensubstanzgehalt vom Zulauf und Endlager

In den Endlagern liegt der Gehalt in einem Bereich von 1,3 bis 9,8 %, dabei ist ein Trockensubstanzgehalt von durchschnittlich 6 % zu verzeichnen.

Damit verringert sich der Gehalt im Durchschnitt um rund 0,3 % bei der Lagerung.

Dabei ist zu erkennen, dass die Gehalte nicht nur fallen, sondern auch steigen (Abbildung 22).

Die Differenzen schwanken in einem Bereich von +1,6 bis -2,4 %.

In den genommenen Proben weisen sieben Endlager einen gestiegenen und 15 Endlager einen gesunkenen Trockensubstanzgehalt auf.

Bei den sieben Endlagern ist durchschnittlich ein Anstieg von 0,63 % und bei den 15 Endlagern eine Verringerung um 0,84 % zu verzeichnen.

Als einzige Endlager besitzen die BGA 8 und BGA 4 keine Trockensubstanzveränderung.

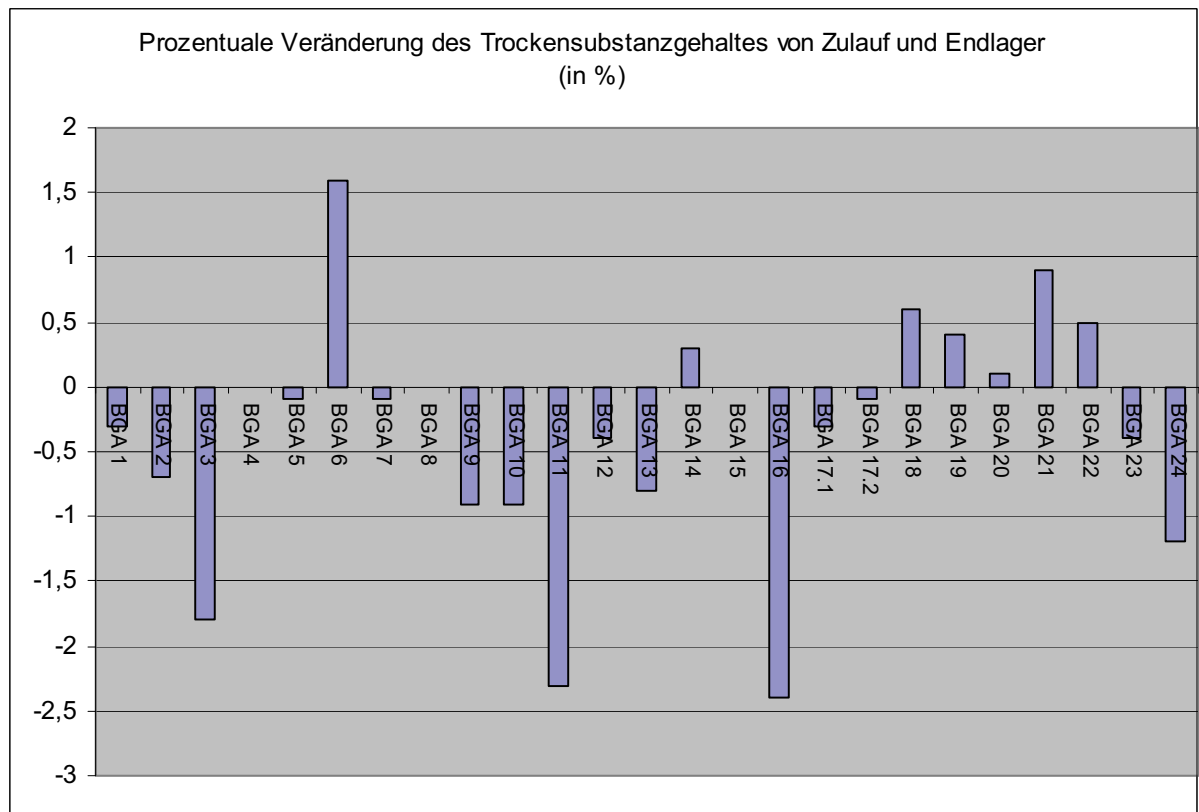


Abbildung 22: Prozentuale Veränderung des Trockensubstanzgehaltes von Zulauf und Endlager (in %)

5.5. Chemischer Sauerstoffbedarf (CSB)

Aus dem CSB wird im weiteren Verlauf die theoretische Methanausbeute berechnet.

In Abbildung 23 ist der chemische Sauerstoffbedarf vom Zulauf und dem Endlager einer jeden Biogasanlage gegenübergestellt.

Angegeben wird der CSB in mg Sauerstoff/Liter Frischmasse.

In den Zuläufen befinden sich die Werte zwischen 11900 und 97000 mg/l FM.

Im Durchschnitt liegt der Gehalt in den Zuläufen bei rund 55000 mg/l FM.

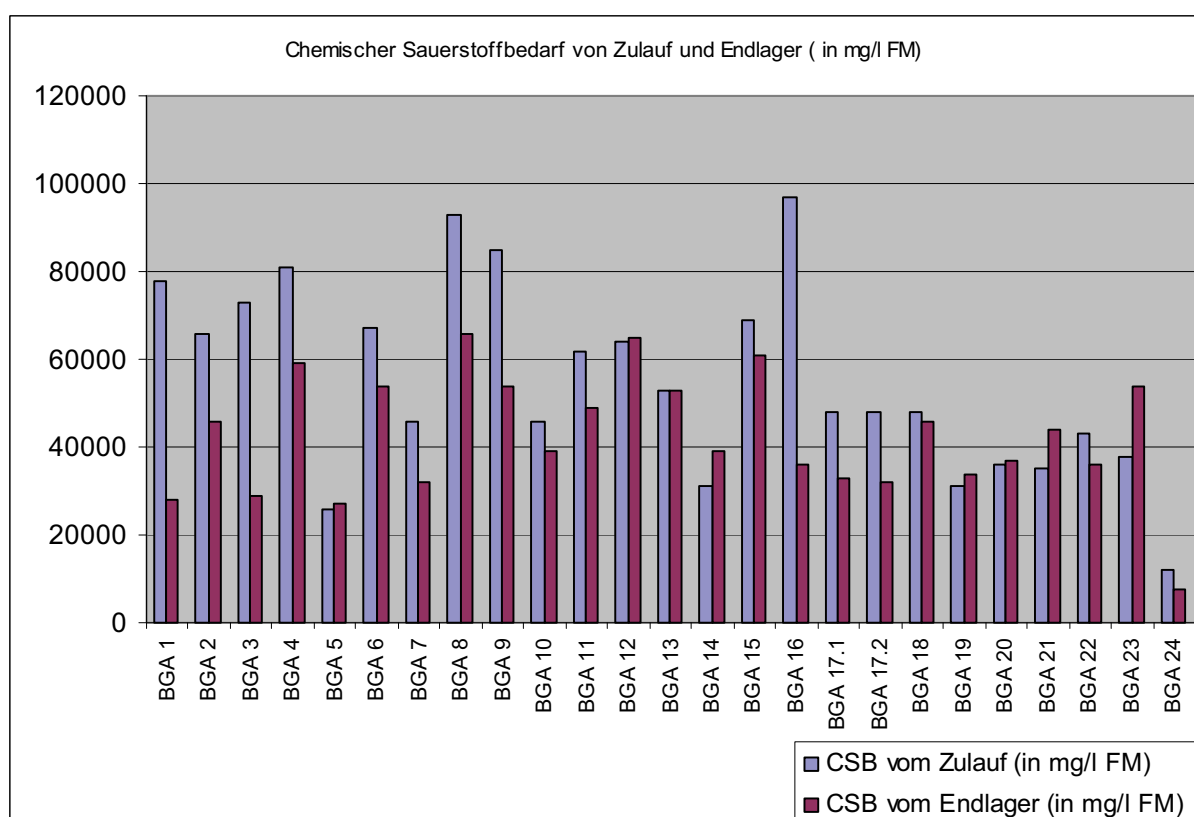


Abbildung 23: Chemischer Sauerstoffbedarf von Zulauf und Endlager (in mg/l FM)

In den Endlagern liegen die Werte in einem Bereich von 7560 bis 66000 mg /l FM vor.

Hier liegt der Wert durchschnittlich bei rund 42400 mg/l FM.

Damit vermindert sich der chemische Sauerstoffbedarf durchschnittlich um rund 12600 mg/l FM in den Endlagern.

Wie sich der chemische Sauerstoffbedarf vom Zulauf zum Endlager verändert, ist in Abbildung 24 dargestellt.

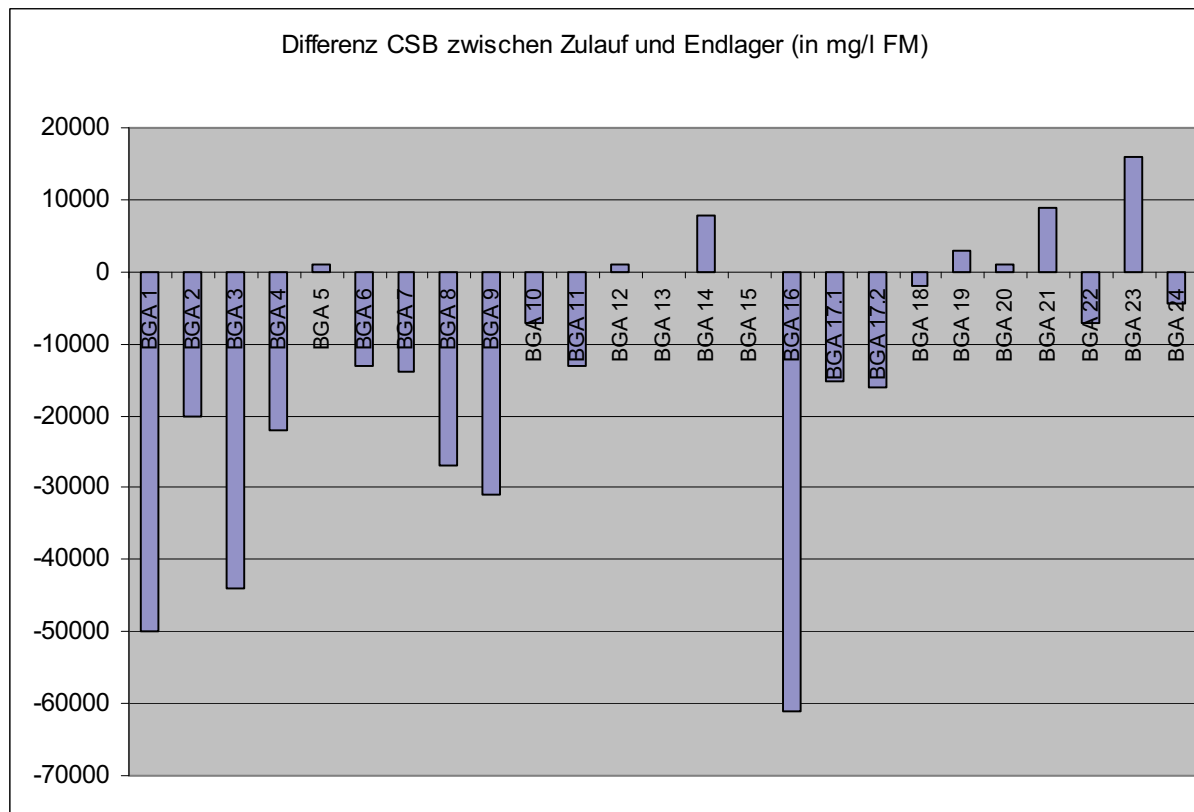


Abbildung 24: Differenz CSB zwischen Zulauf und Endlager (in mg/l FM)

Der CSB schwankt in einem Bereich von +16000 bis -61000 mg /l FM.

Dabei fällt auf, dass der CSB bei 7 Endlagern durchschnittlich um rund 5500 mg /l FM steigt.

Bei einem Endlager veränderte sich der CSB während der Lagerung nicht und bei 16 Endlagern fällt er durchschnittlich um rund 21700 mg /l FM.

Der chemische Sauerstoffbedarf findet Anwendung in der Wasseranalyse.

Der CSB soll die Menge Sauerstoff angeben, die zur Oxidation aller in der Probe befindlichen organischen Stoffe benötigt wird. Dabei werden auch einige anorganische Verbindungen mit oxidiert. Während der Vergärung wird nicht die gesamte organische Trockensubstanz vergärt, da dies auf der einen Seite zu hohe Verweildauern hervorruft, zum anderen können nicht alle organischen Substanzen abgebaut werden.

Eine Verminderung des chemischen Sauerstoffbedarfs bedeutet eine Verringerung des oxidierfähigen organischen Materials und damit einer Verringerung der organischen Trockensubstanz, wodurch auch der Trockensubstanzgehalt sinkt.

Bei 17 Endlagern fällt der CSB durchschnittlich um 21000 mg /l FM, so dass hier Verluste in Form von Methan aufgetreten sein müssen.

5.6. CSB in Bezug zum Trockensubstanzgehalt

Beim Vergleich des Trockensubstanzgehaltes mit dem chemischen Sauerstoffbedarfes im Zulauf (Abbildung 25) fällt auf, dass nicht davon ausgegangen werden kann, dass bei einem steigenden Trockensubstanzgehalt der CSB mitsteigt. Zwar hat der geringste TS-Gehalt auch den geringsten CSB und der höchste TS-Gehalt den höchsten CSB, dennoch verhält sich der CSB mit steigendem TS-Gehalt schwankend.

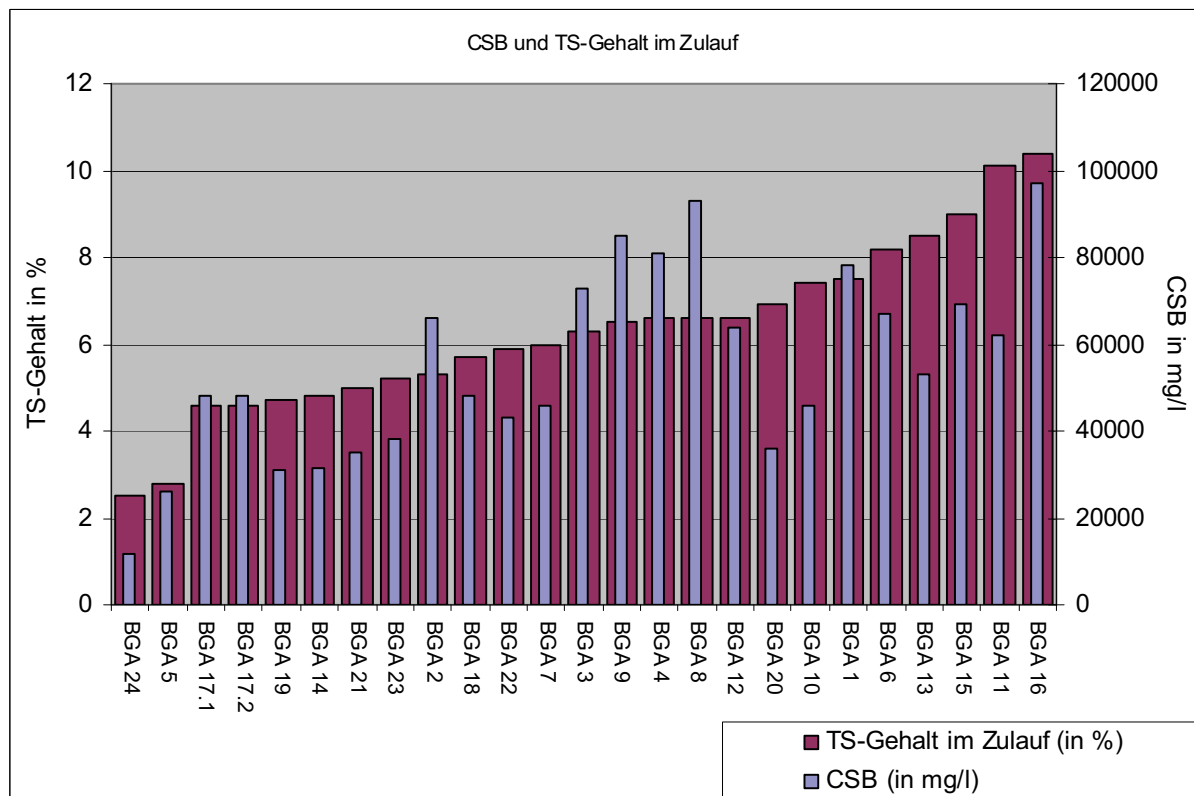


Abbildung 25: CSB und TS-Gehalt im Zulauf

Bei den Endlager (Abbildung 26) verhält sich der CSB auch unregelmäßig schwankend zum ansteigenden TS-Gehalt. Zwar hat der geringste TS-Gehalt wiederum den geringsten CSB, aber der höchste TS-Gehalt besitzt nicht mehr den höchsten CSB.

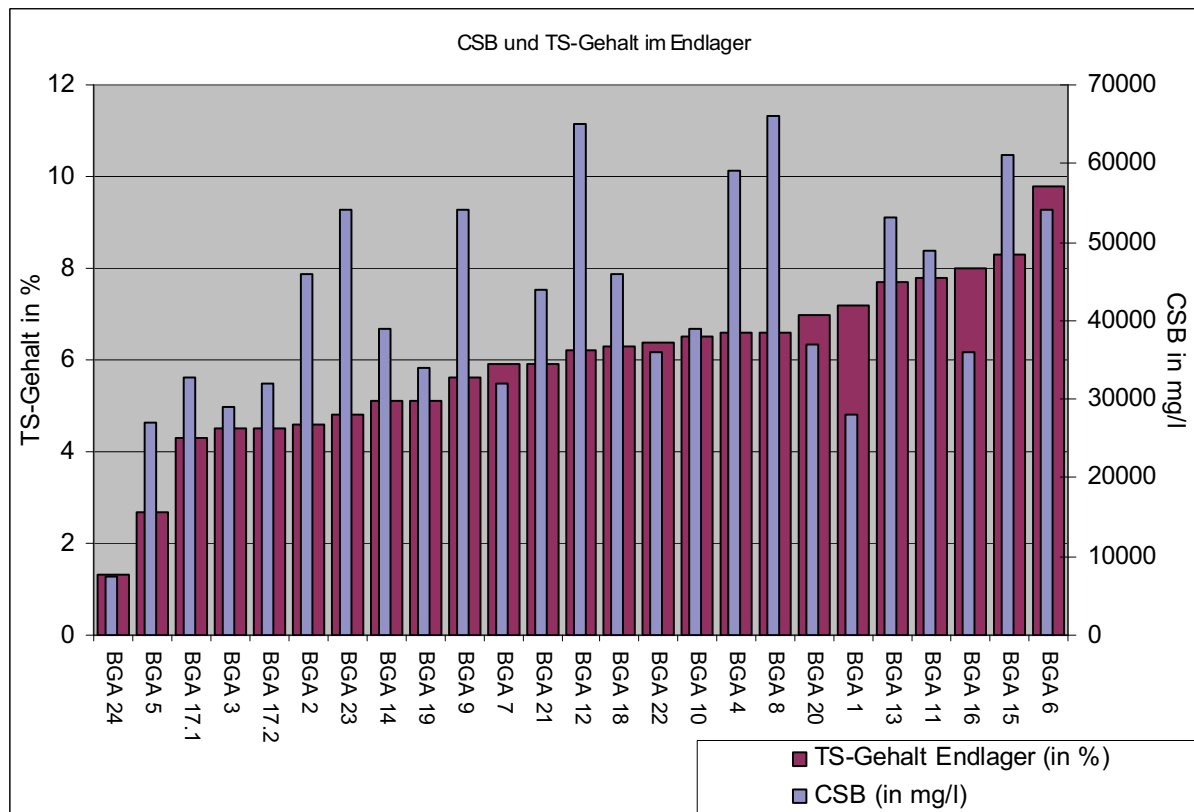


Abbildung 26: CSB und TS-Gehalt im Endlager

In Abbildung 27 wird der chemische Sauerstoffbedarf auf ein Prozent bezogen dargestellt.

Dadurch soll ein besserer Vergleich stattfinden können, um den Unterschied zwischen den Biogasanlagen aufzuzeigen.

So erkennt man, wie viel mg O_2 /l FM bei einem Trockensubstanzgehalt von einem Prozent benötigt wird.

Auffallend ist, dass bei diesem Vergleich einige Endlager eine ähnliche Darstellung ihrer CSB im jeweiligen Zulauf und Endlager aufzeigen.

So weisen die BGA 6 und BGA7, die BGA 8 und BGA 9, die BGA 10, 11 und 19, die BGA 17, die BGA 13,14 und 21 Ähnlichkeiten in der Höhe des CSB und dem Bild des Zulaufs und Endlagers der jeweiligen Anlage auf.

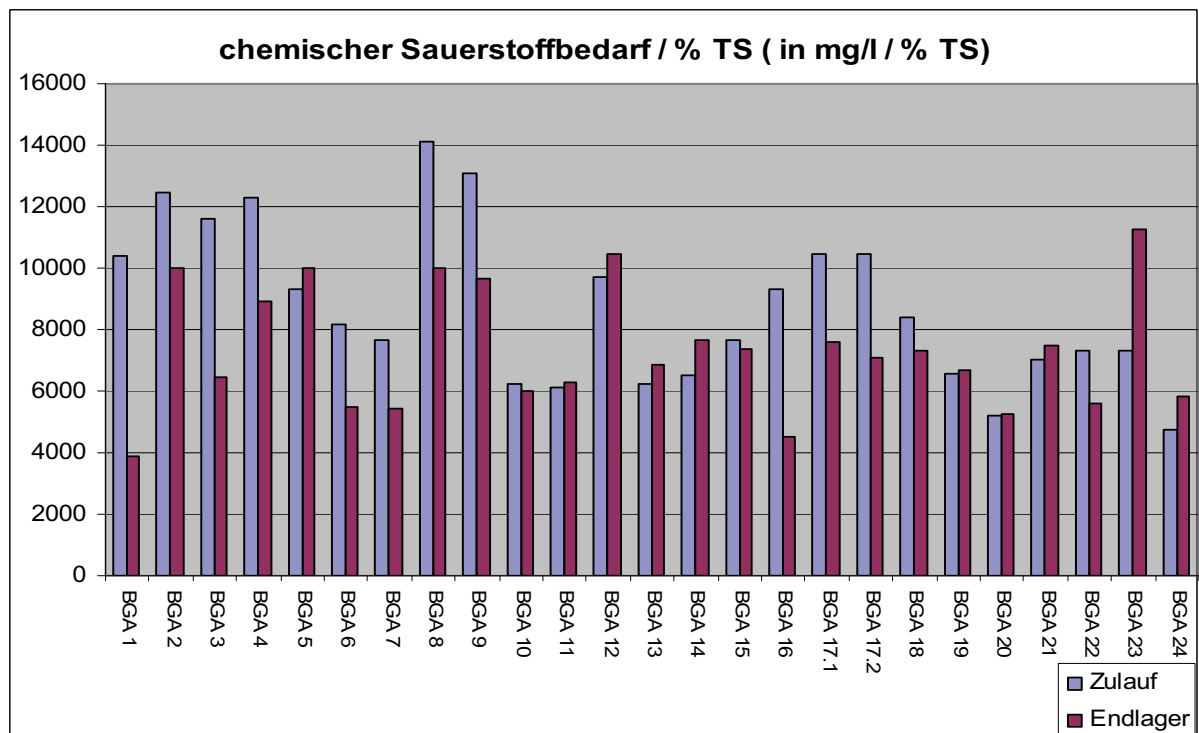


Abbildung 27: chemischer Sauerstoffbedarf / % TS (in mg/l / % TS)

In Abbildung 28 wird dargestellt wie sich der chemische Sauerstoffbedarf und der Trockensubstanzgehalt während der Lagerung im Vergleich verändern.

Dabei sind folgende Punkte erkennbar:

1.

Bei 11 Endlagern (BGA 1, 2, 3, 7, 9, 10, 11, 16, 17.1, 17.2, 24) sinkt der Trockensubstanzgehalt und der chemische Sauerstoffbedarf.

2.

In vier Endlagern (BGA 14, 19, 20, 21) steigen beide Werte an.

3.

Bei drei Endlagern (BGA 5, 12, 23) fällt der Trockensubstanzgehalt und der chemische Sauerstoffbedarf steigt.

4.

Bei drei Endlagern (BGA 6, 18, 22) steigt der TS-Gehalt und der CSB fällt.

5.

Bei zwei Endlagern (BGA 4, 8) bleibt der TS-Gehalt unverändert, aber der CSB fällt.

6.

Bei einem Endlager (BGA 13) fällt der Trockensubstanzgehalt und der CSB bleibt unverändert.

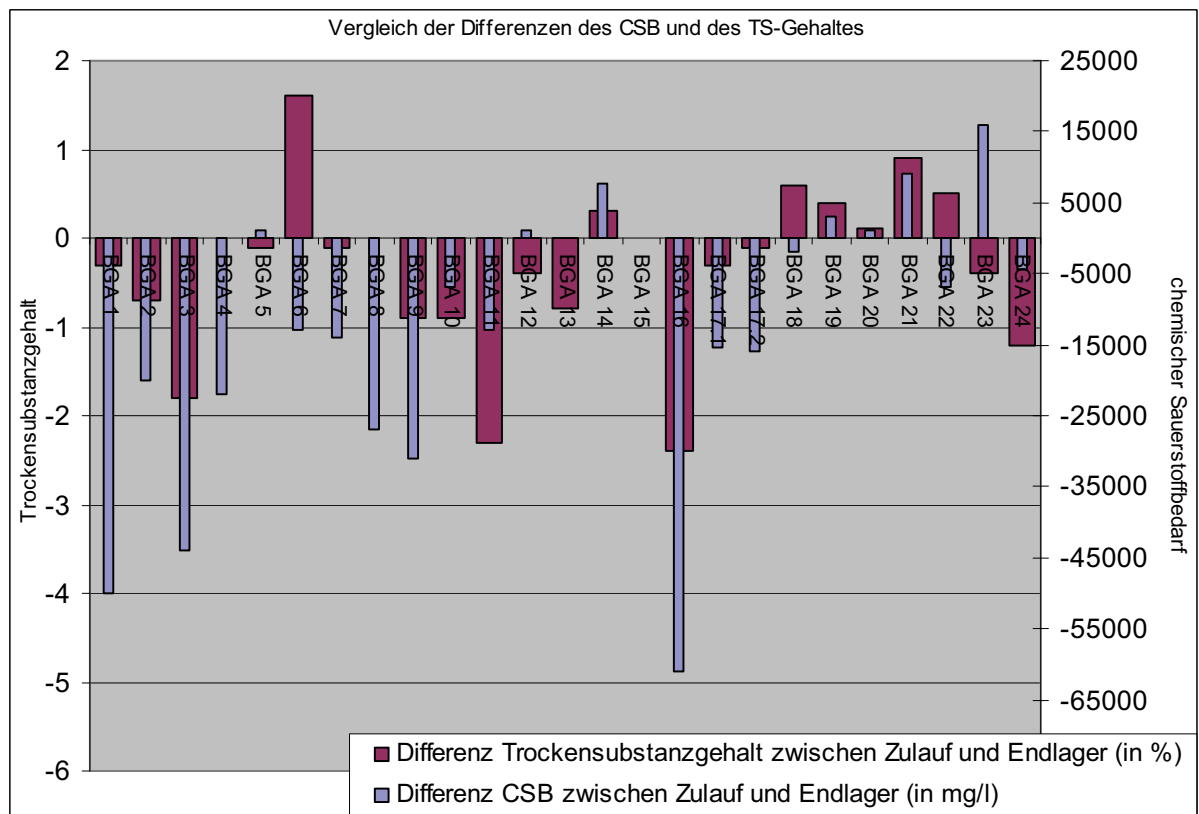


Abbildung 28: Vergleich der Differenzen des chemischen Sauerstoffbedarfs und des Trockensubstanzgehaltes zwischen Zulauf und Endlager

Der organische Trockensubstanzgehalt ist Bestandteil des Trockensubstanzgehaltes. Nimmt der org. TS-Gehalt ab, so nimmt auch der Trockensubstanzgehalt ab.

Der chemische Sauerstoff Bedarf gibt den Sauerstoffbedarf aller in der Probe befindlichen organischen Verbindungen an, wodurch der CSB und der organische Trockensubstanzgehalt in Beziehung stehen.

Verringert sich der org. TS-Gehalt, verringern sich auch der TS-Gehalt und der CSB.

5.7. Methanausbeute auf Basis CSB

Die Methanausbeute basiert auf den CSB-Wert und gibt die im Labor mögliche Methanausbeute an.

In der Abbildung 29 erkennt man die noch möglichen Potenziale zur Bildung von Methan.

Die Methanausbeute wird in Liter Methan/Liter FM angegeben.

Die im Labor erreichten Methanausbeuten aus den Zuläufen schwanken in einem Bereich von rund 4,2 bis rund 34 l Methan / l FM. Die durchschnittliche Methanausbeute in den Zuläufen beträgt rund 19 l CH₄/l FM.

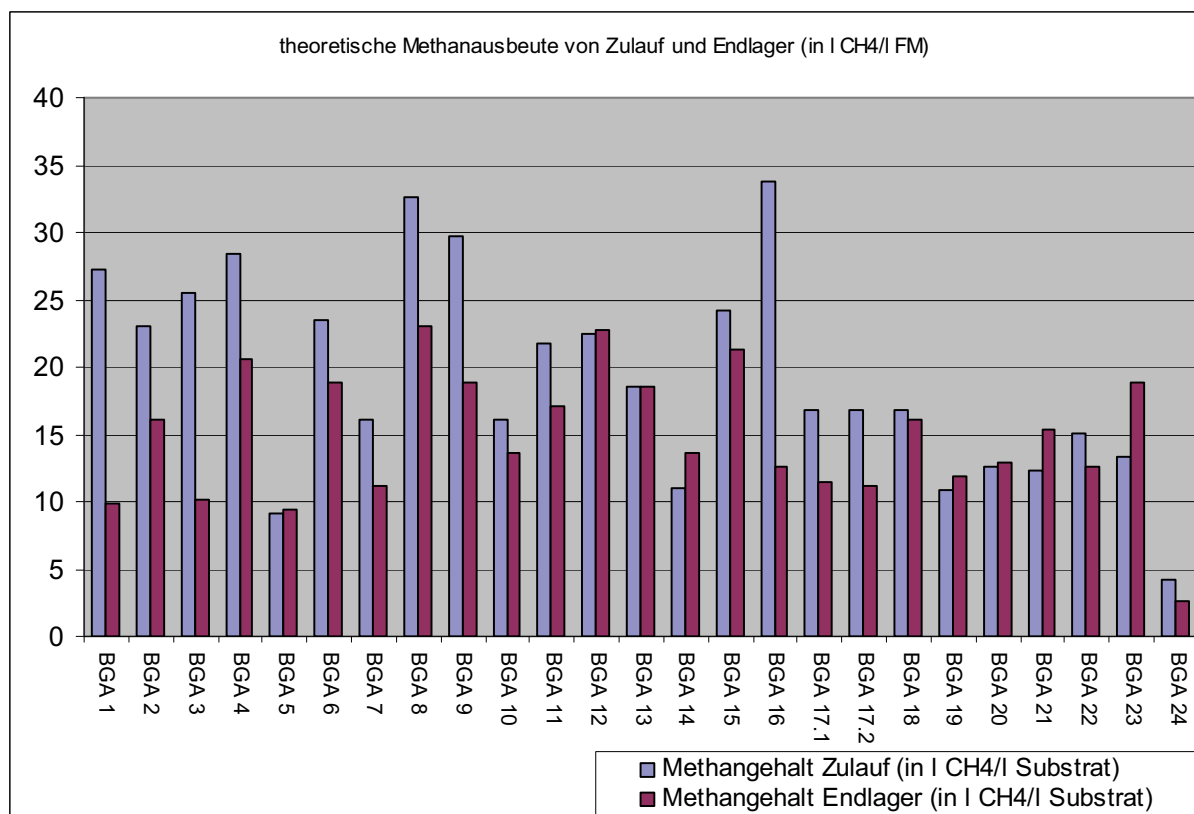


Abbildung 29: theoretische Methanausbeute von Zulauf und Endlager (in l CH₄/l FM)

In den Endlagern befinden sich die ermittelten Methanausbeuten in einem Bereich von rund 2,6 bis rund 23 l CH₄/l FM mit einer durchschnittlichen theoretischen Ausbeute von rund 15 l CH₄/l FM.

Damit gehen durchschnittlich 4 l Methan im Endlager jeder Biogasanlage verloren.

Wie sich die Methanausbeute wirklich verändert hat, ist in Abbildung 30 erkennbar.

Bei 7 Endlagern ist ein Anstieg der möglichen Methanausbeute zu verzeichnen.

Bei 16 Endlagern sinkt die mögliche Methanausbeute während der Lagerung um bis zu 21 l CH₄/ l FM. Im Durchschnitt ist ein Verlust der Methanausbeute um rund 7,6 l CH₄/ l FM auszumachen.

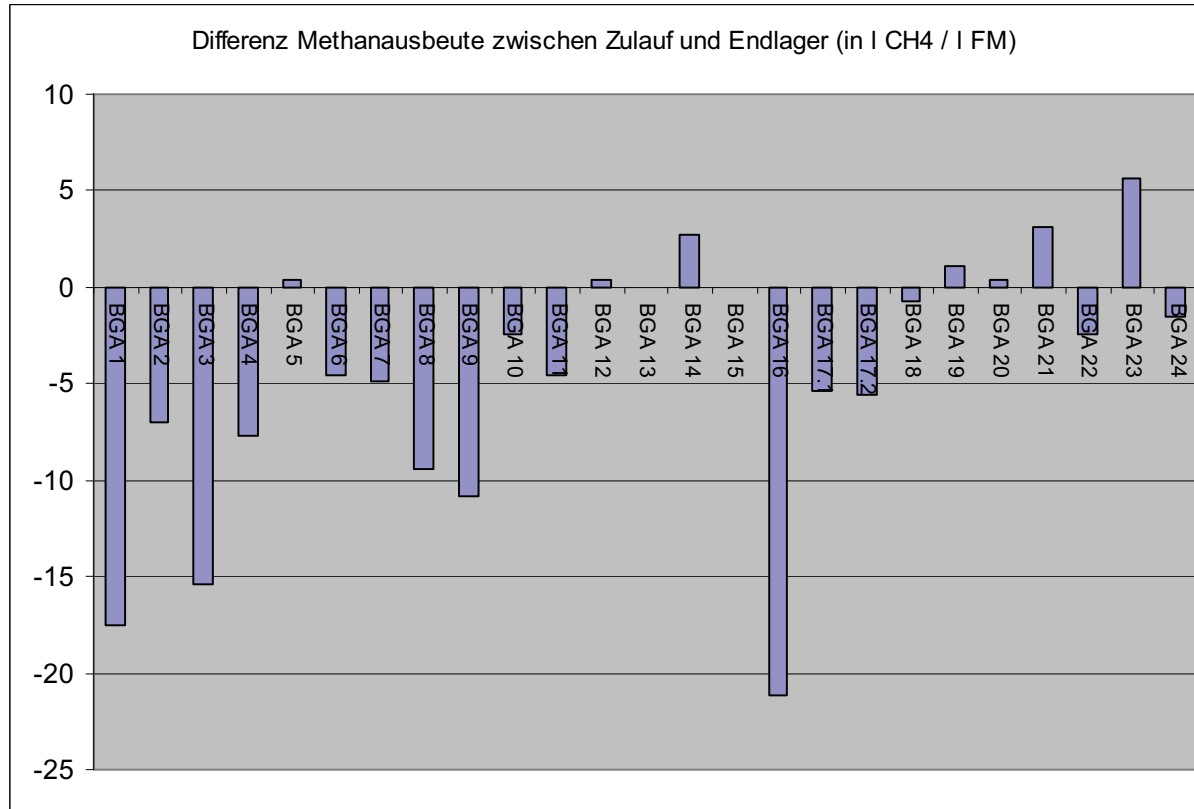


Abbildung 30: Differenz Methanausbeute zwischen Zulauf und Endlager (in l CH₄ / l FM)

In Abbildung 31 sind die prozentualen Veränderungen verdeutlicht.

Neben dem Anstieg der möglichen Methanausbeute bei 7 Endlagern um bis zu 42 %, treten hauptsächlich Verluste der möglichen theoretischen Methanausbeute bei 16 Endlagern auf.

Dies können Verluste von bis zu 64 % im Endlager sein. Im Durchschnitt vermindert sich die mögliche Ausbeute um rund 30 %.

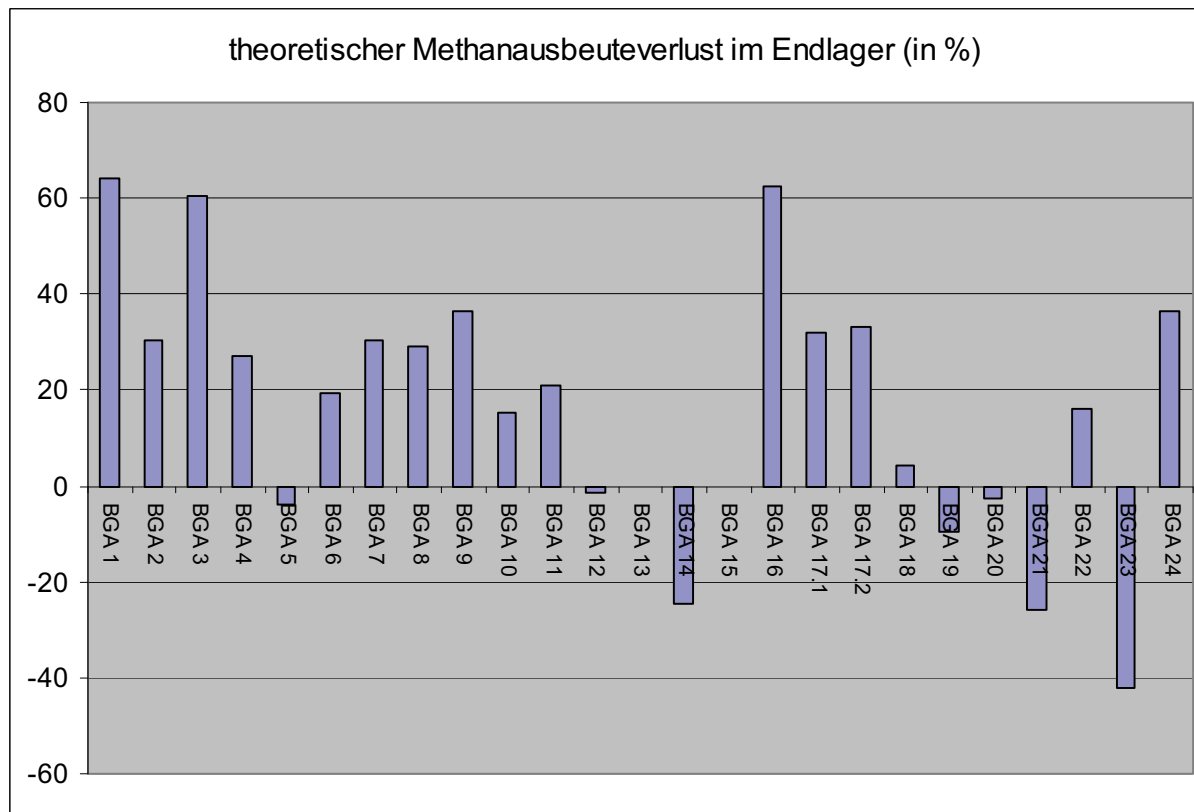


Abbildung 31: theoretischer Methanausbeuteverlust im Endlager (in %)

Die mit dem CSB erreichten Methanausbeuten würden in der Praxis nie erreicht werden, da der CSB alle organischen Verbindungen oxidiert. Darunter sind auch schwer und nicht abbaubare organische Verbindungen vertreten. Des Weiteren wäre die Verweildauer im Fermenter zu hoch, um alle möglichen vergärbaren organischen Verbindungen zu vergären.

Um einen Überblick über auftretende Methanverluste zu erhalten, wird für die Untersuchung die Differenz zwischen Zulauf und Endlager genommen.

So findet im Durchschnitt eine Methanausgasung von 7,6 l CH₄/ l FM statt. Dies entspricht 30 % der theoretischen Methanausbeute des Zulaufs.

Bei BGA 15 konnte der Nachgärer nicht beprobt werden, so dass die Beziehung zwischen Zulauf und Endlager nicht repräsentativ ist, da die Restgasnutzung des Nachgärers nicht berücksichtigt werden kann.

5.8. Die Verluste

Im folgenden Punkt werden die Verluste von Stickstoff und Methan aufgezeigt. Berücksichtigt werden nur die Biogasanlagen bei denen auch der Stickstoffgehalt und/oder das Methanpotenzial im Endlager gesunken ist, wodurch ein Verlust ersichtlich wird.

Anhand der Erträge wird schließlich ermittelt, ob die Investition in eine Abdeckung des Gärrestlagers rentabel für die Anlage wäre.

Für die Berechnungen wird mit einer Füllung des Gärrestlagers pro Jahr gerechnet.

5.8.1. Stickstoffverluste

Für die Auswertung des verlorenen Stickstoffs werden nur die Anlagen bewertet, bei denen auch der Gesamtstickstoffgehalt in Endlager geringer als im Zulauf ist und wo es sich nicht um Nachgärer handelt, da diese gasdicht abgedeckt sind.

Der Verlust von Stickstoff wurde mit dem Zukauf von Harnstoff (46% N) gegengerechnet. Dabei wird von einem Harnstoffpreis von 40 Euro/dt ausgegangen.

Dementsprechend kostet ein kg Stickstoff rund 0,87 Euro.

In Abbildung 32 werden die Erträge aus den Stickstoffverlusten dargestellt.

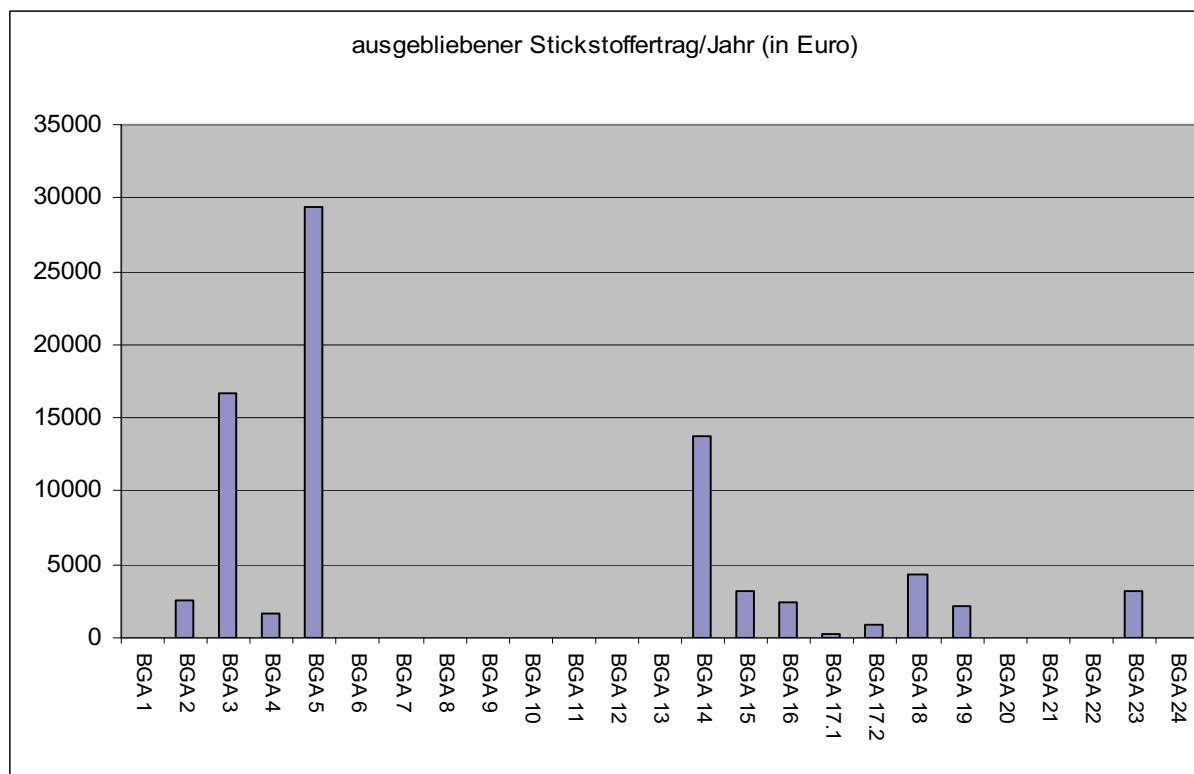


Abbildung 32: ausgebliebener Stickstoffertrag

Für die Darstellung können 12 Anlagen betrachtet werden. Dabei besitzen BGA 8 bis BGA 13 eine gasdichte Abdeckung, wodurch hier keine Verluste auftreten dürften.

Bei 9 Anlagen treten Verluste bis zu 5000 Euro pro Jahr auf. Bei der BGA 5 sind es fast 30000 Euro pro Jahr. Im Durchschnitt verlieren die Endlager durch Stickstoffverluste rund 6700 Euro/Jahr.

5.8.2. Methanverluste

Bei der Berechnung des Ertrages aus den Methanverlusten wird von einem Energiegehalt von $9,97 \text{ kWh/m}^3$ Methan, einem elektrischen Wirkungsgrads des BHKW von 36 % und den Vergütungssätzen von 2008 ausgegangen. Für die Berechnungen werden die Grundvergütungen für die jeweiligen BHKW-Leistungen und der Nawaro-Bonus genommen.

In Abbildung 33 sind die ausgebliebenen Erträge aus den Methanverlusten dargestellt.

Die Erträge aus den Verlusten schwanken in einem Bereich von rund 2000 bis rund 83000 Euro pro Jahr. Die BGA 8 bis BGA 11 sind die Ergebnisse mit den Nachgärern.

Bei ihnen kann nicht von Verlusten die Rede sein, aber es kann betrachtet werden, wie hoch die Erträge bei Verwendung eines Nachgärers sein können.

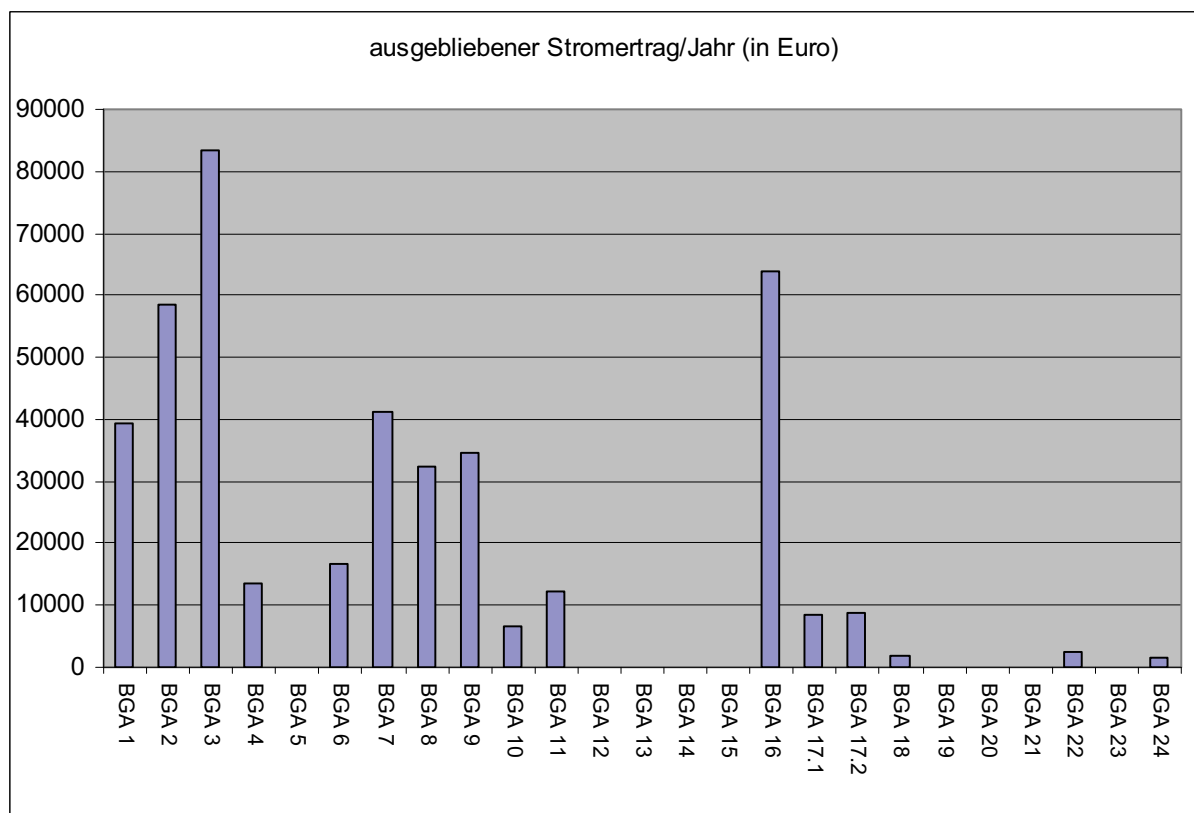


Abbildung 33: ausgebliebener Stromertrag/Jahr

Im Durchschnitt können Erträge von rund 21000 Euro/Jahr durch den Nachgärer eingenommen werden. Der Höchstwert liegt bei rund 34000 Euro/Jahr.

Die BGA 7 besitzt ein mit Folie abgedecktes Endlager, wobei das entstehende Gas nicht genutzt wird, wodurch rund 41000 Euro / Jahr ungenutzt bleiben.

Im Durchschnitt gehen bei den betrachteten Anlagen rund 28300 Euro/Jahr verloren.

5.8.3. ausgebliebener Gesamtertrag

Damit das ganze Potenzial betrachtet werden kann, müssen die ausgebliebenen Erträge der Stickstoff- und Methanverluste zusammengezogen werden.

Die Abbildung 34 gibt die möglichen Gesamterträge aus Methan- und Stickstoffverlusten in Euro/m³ Gärsubstrat wieder.

Bei den Gesamterträgen können nur die Verluste von Stickstoff, Methan oder beiden zusammen für die Berechnung herangezogen werden.

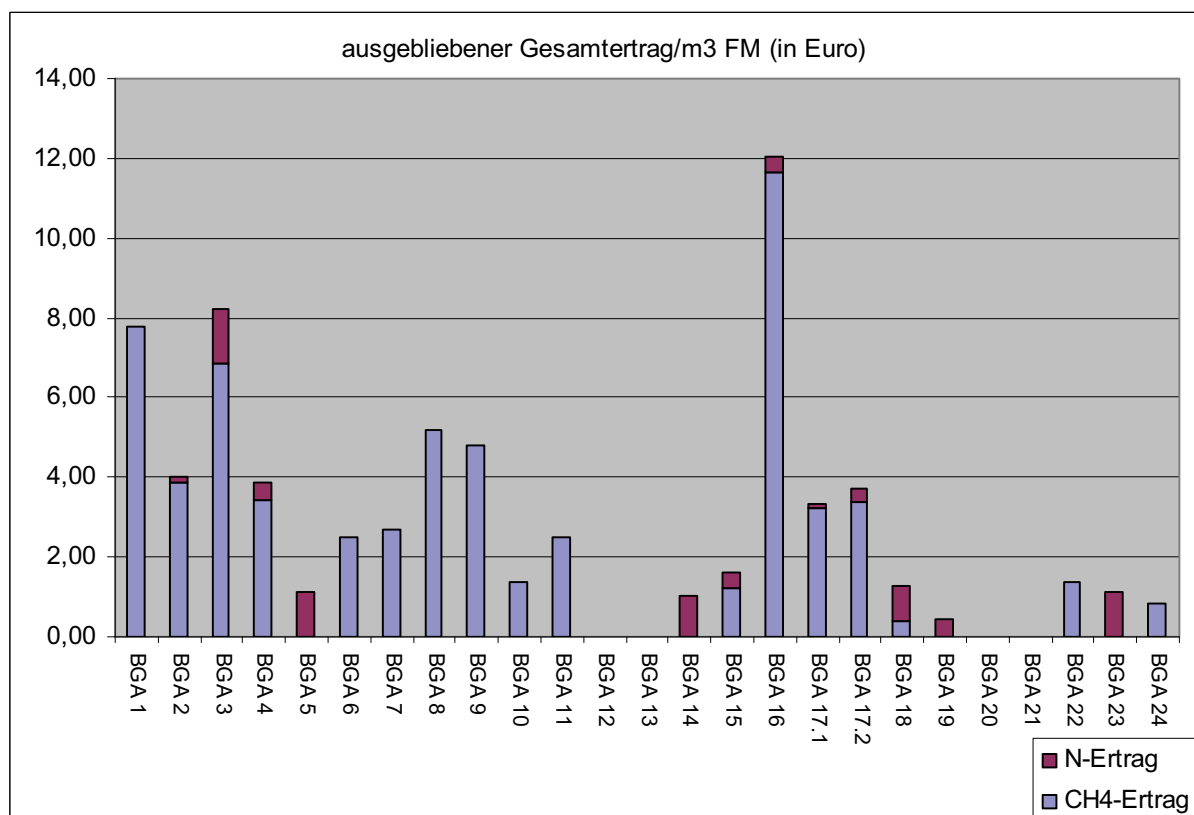


Abbildung 34: ausgebliebener Gesamtertrag pro m³ FM

Es wird ersichtlich, dass bei 9 Anlagen nur der Methanertrag, bei 5 der Stickstoffertrag und bei 6 Anlagen Stickstoff- und Methanertrag berücksichtigt werden können.

Im Durchschnitt könnten 3,31 Euro/m³ FM eingenommen werden, wobei der Höchstwert bei rund 12 Euro/m³ liegt.

Wie hoch die Erträge auf das Jahr bezogen sind, wird in Abbildung 34 dargestellt.

Hierbei erreicht die BGA 3 einen Gesamtertrag von 100000 Euro/Jahr, der verloren geht.

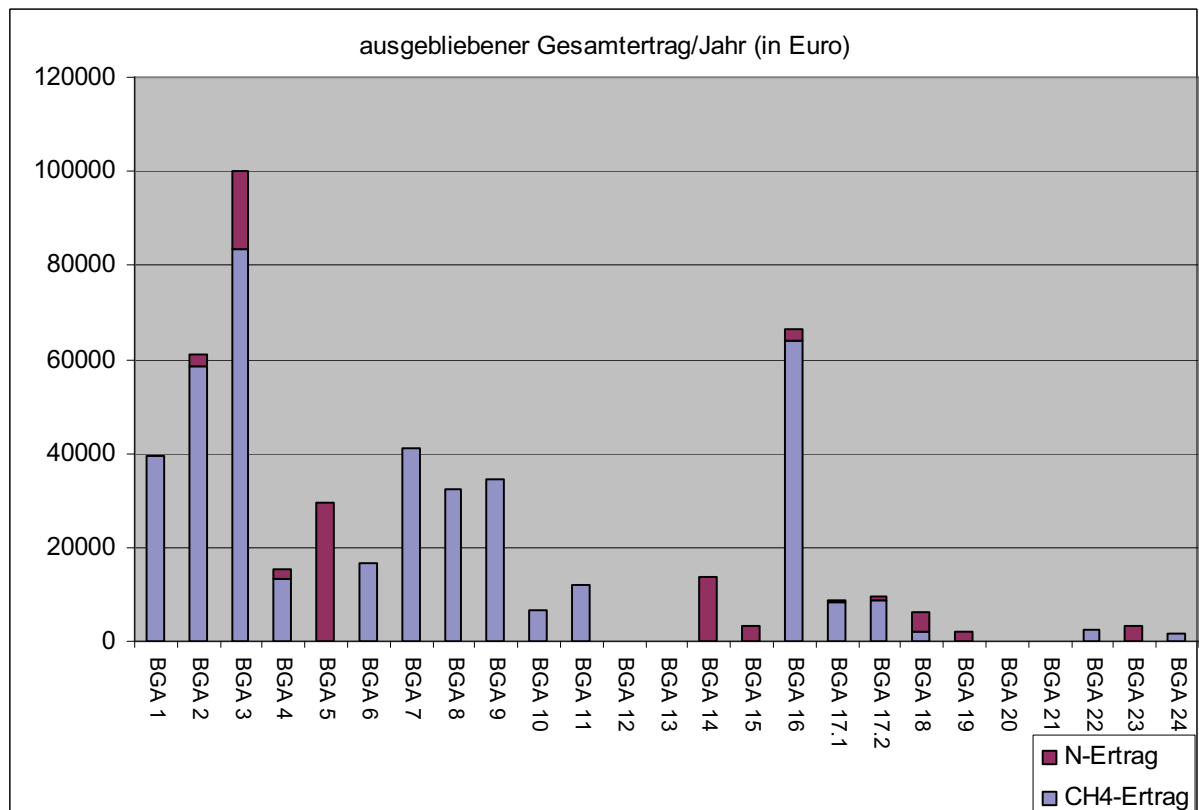


Abbildung 35: ausgebliebener Gesamtertrag/Jahr (in Euro)

Im Durchschnitt der nicht gasdichten Endlager gehen den Anlagen rund 24700 Euro/Jahr verloren. Bei den gasdichten Nachgärern können durch den Methanertrag rund 21400 Euro/Jahr eingenommen werden.

Bei der BGA 15 muss beachtet werden, dass der Nachgärer nicht beprobt werden konnte, so dass nicht ersichtlich wird, wie viel Gas tatsächlich im Nachgärer genutzt wird und wie viel als Emission verloren gegangen ist. Der Gesamtstickstoffgehalt bleibt während der Vergärung unverändert, so dass deren Ertrag weiter genutzt werden kann.

Inwieweit sich nun die Abdeckung des Gärrestlagers gegen Ammoniakemissionen oder zum Auffangen des Restgases und dessen Nutzung rentiert wird im nächsten Punkt betrachtet.

5.8.4. Abdeckung des Gärrestlagers

Die folgenden Berechnungen sollen einen Überblick liefern, ob es mit den erworbenen Ergebnissen ökonomisch sinnvoll wäre, in eine Abdeckung des Gärrestlagers zu investieren.

Dazu werden die berechneten Stickstoff- und Methanerträge genutzt.

Die Preise der Abdeckungen sind aus „Faustzahlen Biogas“ der KTBL entnommen und sollen einen Überblick über mögliche Kosten liefern.

In der Praxis unterscheiden sich die Preise je nach Anbieter und Verhandlungsgeschick.

Als erstes wird die Rentabilität von Abdeckungen zur Verminderung von Stickstoffverlusten aufgezeigt. Danach werden Berechnungen zur Investition einer gasdichten Abdeckung durchgeführt, wodurch das entstandene Methan aufgefangen und verwertet werden soll. Mit einer gasdichten Abdeckung werden gleichzeitig auch die Ammoniakemission verhindert, so dass mit dem Gesamtertrag gerechnet werden kann.

Abdeckungen gegen Ammoniakemissionen

Als erstes werden Abdeckungen zur Verhinderung der Ammoniakemissionen näher betrachtet. Für die Abdeckung werden Granulat, Schwimmkörper und Schwimmfolie gewählt. (siehe Tabelle 4)

Tabelle 4²³: Übersicht verwendeter Abdeckungen gegen Ammoniakemissionen

Abdeckung	Euro/m ²	Nutzungs- dauer (Jahre)	Emissions- minderung (%)
Granulat	12,1	10	85
Schwimmkörper	35	20	95
Schwimmfolie	38	10	85

Beim Granulat wird von einem Preis von 12,1 Euro/m², einer Nutzungsdauer von 10 Jahren und einer Emissionsminderung von 85% ausgegangen. Die 12,1 Euro/m² beinhalten den jährlichen Ausgleich von Verlusten in Höhe von 10 %

Bei den Schwimmkörpern sind es schon 35 Euro/m² mit einer Nutzungsdauer von 20 Jahren und einer Emissionsminderung von 95 %.

Am teuersten ist die Schwimmfolie mit 38 Euro/m² und einer Nutzungsdauer von 10 Jahren mit einer Emissionsminderung von 85 %.

²³ KTBL :Faustzahlen Biogas. Gülzow:2007

Für die Betrachtung der Abdeckungen (Abbildung 35) wurden die BGA 2 bis BGA 5 und die BGA 14 bis BGA 19, sowie BGA 23 in die Berechnungen bezogen. BGA 8 bis BGA 13 sind Nachgärer, die dementsprechend gasdicht abgedeckt sind und für eine Abdeckung gegen Stickstoffverluste nicht in Frage kommen.

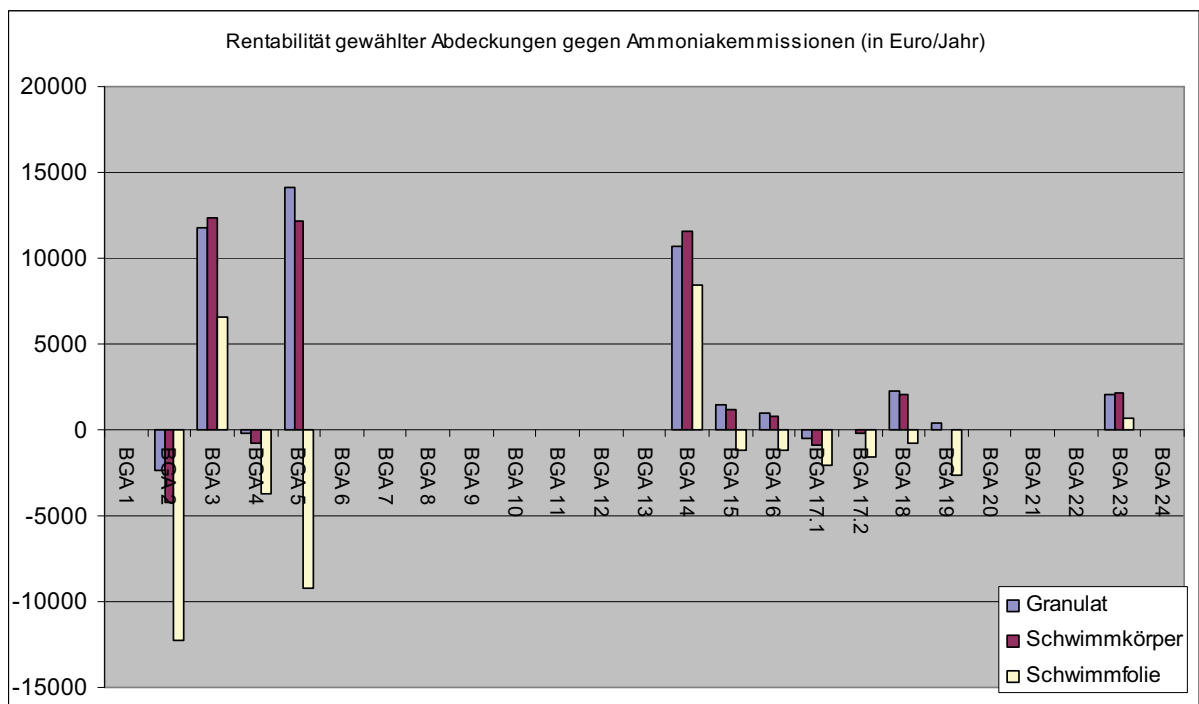


Abbildung 36: Rentabilität gewählter Abdeckungen gegen Ammoniakemissionen

In der Abbildung kann man den Gewinn und Verlust der jeweils gewählten Abdeckung pro Jahr erkennen. Bei 9 Endlagern würde sich eine Abdeckung mit Granulat, bei 8 Endlagern eine Abdeckung mit Schwimmkörpern und bei 3 Endlagern noch eine Abdeckung mit Schwimmfolie lohnen.

Beim Granulat können durchschnittlich 4900 Euro/Jahr und bei den Schwimmkörpern und Schwimmfolie jeweils 5300 Euro/Jahr eingespart werden.

Von den Lagunen der BGA 2 bis BGA 5 würden sich Abdeckungen nur bei der BGA 3 und BGA 5 lohnen. Bei der BGA 3 würden alle drei Abdeckungen einen Gewinn einbringen, hingegen bei BGA 5 nur das Granulat und die Schwimmkörper einen zusätzlichen Gewinn einbringen könnten. Bei den offenen Hochbehältern würde sich beim Endlager 1 der BGA 17 keine Abdeckung lohnen.

Bei BGA 14 und BGA 23 können alle drei Abdeckungen einen Gewinn einbringen. Bei den BGA 15, 16, 18 und 19 sind die Abdeckungen in Form des Granulats und der

Schwimmkörper wirtschaftlich. Bei BGA 17.2 wäre nur die Variante mit dem Granulat ökonomisch sinnvoll.

Gasdichte Abdeckung

Beim Methan ist nur eine gasdichte Abdeckung sinnvoll, zumal auch Ammoniakemissionen verhindert werden können. Dadurch können die Erträge aus Stickstoff und Methan zusammengezogen werden, um die Rentabilität einer gasdichte Abdeckung zu bewerten.

Bei der Betrachtung einer gasdichten Abdeckung, in Bezug zu den gewählten Anlagen, müssen zwei Dinge beachtet werden. Als erstes ist es kaum möglich Lagunen gasdicht zu bekommen und deshalb wird im weiteren Verlauf der Neubau entsprechender gasdichter Endlager in die Berechnung einfließen. Als zweites können offene Hochbehälter mit einer gasdichten Abdeckung nachgerüstet werden.

Für die Nachrüstung werden die Hochbehälter der BGA 14 bis 24 in betracht bezogen.

Ausschlaggebend ist der Durchmesser der Behälter. Bei Behältern mit einem Durchmesser von unter 25 m wird pauschal ein Preis von 49500 Euro veranschlagt. Bei Behältern mit einem Durchmesser von über 25 m liegt der Preis bei 79500 Euro. In den Preis sind 8000 Euro für Technik des Behälters, 6 % Zinsen auf 50 % der Investition und 2 % für Unterhalt und Reparatur eingerechnet. Die Nutzungsdauer wird auf 10 Jahre berechnet.

Die BGA 1 - 6 besitzen Lagunen als Endlager. Bei ihnen ist eine gasdichte Abdeckung kaum möglich, so dass untersucht wird, ob der Neubau von gasdichten Endlagern rentabel wäre.

BGA 1, 3, 4 und 6 würden jeweils einen gasdichten Hochbehälter mit entsprechender Lagerkapazität erhalten. Die BGA 2 würde 2 und die BGA 5 würde 4 gasdichte Hochbehälter bekommen.

Die Behälter bestehen aus Beton und besitzen Rührtechnik, Substratleitungen, Entnahmetechnik, Leckerkennung, gasdichte Abdeckung, Mess-, Regel-, und Sicherheitstechnik, biologische Entschwefelung und Gasleitungen.

Die Kosten betragen 53 Euro/m³ und sind errechnete Durchschnittswerte aus „Faustzahlen Biogas“.

Bei den Abschreibungen werden die Betonbehälter auf 20 Jahre und die gasdichte Abdeckung auf 10 Jahre abgeschrieben.

Für die Nachgärer gilt gleiches, außer bei der BGA 10 werden, aufgrund des kleinen Volumens, Kosten von 75 Euro/m³ angenommen.

In Abbildung 36 sind die Ergebnisse dargestellt.

Von BGA 1 bis BGA 3 würde sich der Neubau von gasdichten Hochbehältern wirtschaftlich lohnen. Hier können bis zu 75000 Euro/Jahr zusätzlich eingenommen werden. Im Durchschnitt könnte ein Gewinn von rund 37000 Euro/Jahr erzielt werden.

BGA 5 besitzt keinen repräsentativen Methanverlust zur Berechnung, so dass der Gesamtertrag genau wie bei der BGA 4 und BGA 6 zu gering wäre. Bei BGA 4 und BGA 6 würde ein Verlust von durchschnittlich 1900 Euro/Jahr auftreten.

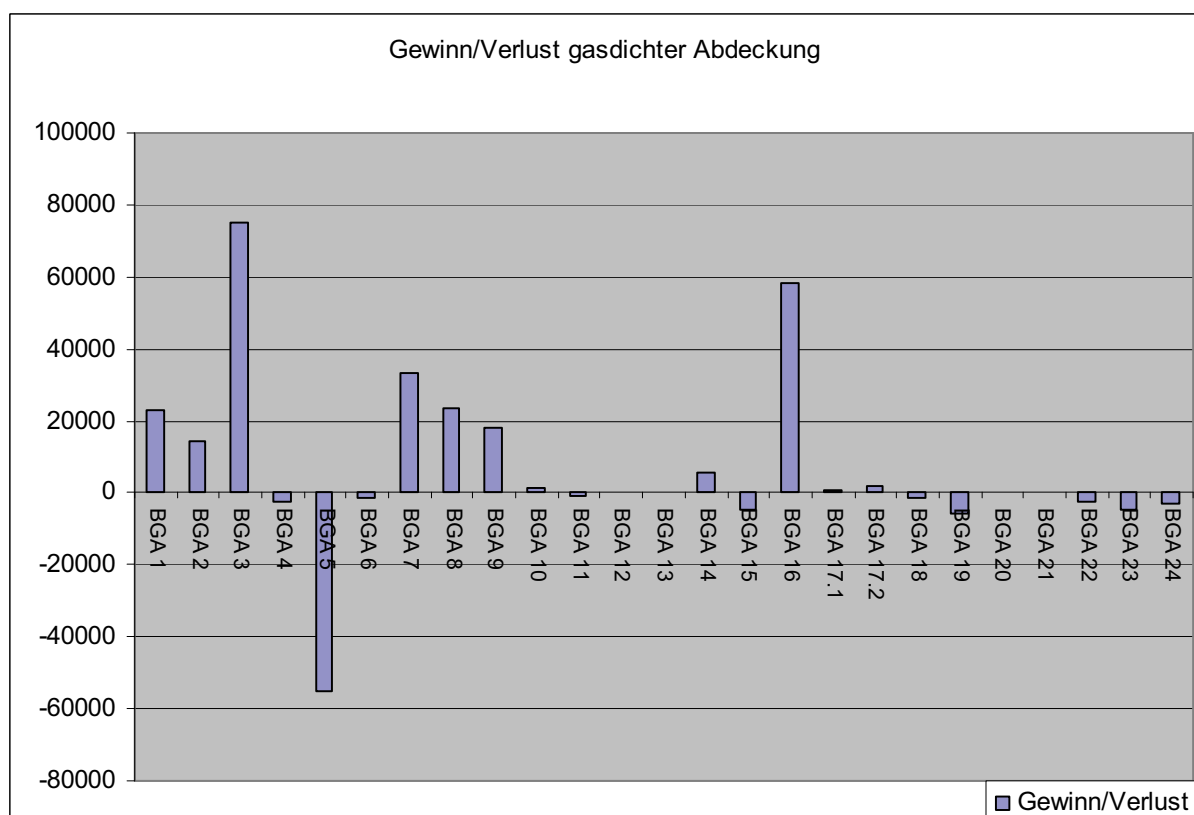


Abbildung 37 Gewinn/Verlust bei entsprechender Investition ins Endlager

Bei den Biogasanlagen mit offenen Hochbehältern können die BGA 14, BGA 16 und BGA 17 noch einen positiven Gewinn von durchschnittlich rund 16700 Euro pro Jahr mit einer gasdichten Abdeckung abwerfen. Den höchsten Gewinn erzielt hierbei die BGA 16 mit rund 58000 Euro/Jahr.

Die BGA 15, 18, 19, 22, 23 und BGA 24 bringen einen Verlust von durchschnittlich 2800 Euro/Jahr.

Dabei besitzen die BGA 14, 15, 19 und BGA 23 keinen repräsentativen Verlust an Methan.

Bei den 2800 Euro Verlust pro Jahr verhält es sich wie mit der BGA 4 und BGA 6. Wenn das Gärrestlager billiger gebaut werden kann und die Methanausbeute höher oder ein repräsentativer Methanverlust messbar wäre, können sich die Verluste schnell in den Gewinnbereich verschieben.

Mit den Nachgärern der BGA 8 bis 10 können im Schnitt zusätzlich 14400 Euro/Jahr eingenommen werden. Der Nachgärer der BGA 11 würde mit den durchgeführten Berechnungen einen Verlust von 900 Euro/Jahr bedeuten. Der höchste Gewinn ist bei der BGA 8 mit knapp 23700 Euro/Jahr zu verzeichnen.

6. Schlussfolgerung

Die Untersuchung der Gärrestlager auf Methanausgasung und Stickstoffverluste zeigt, dass die Emissionen an Stickstoff durchschnittlich $0,78 \text{ kg N/m}^3 \text{ FM}$ und an Methan durchschnittlich $7,6 \text{ l Methan/m}^3 \text{ FM}$ aus den Endlagern betragen.

Bei Stickstoff waren es bis zu $1,6 \text{ kg N/m}^3 \text{ FM}$ und bei Methan bis zu $21 \text{ l Methan/m}^3 \text{ FM}$. Dabei sollte bedacht werden, dass die Methanemissionen auf der Differenz des chemischen Sauerstoffbedarfes vom Zulauf zum Endlager und Endlager beruhen.

Wie hoch die genauen Verluste an Stickstoff und Methan sind, sollte in weiteren Untersuchungen begutachtet werden, da die durchschnittlichen Verluste von nicht mehr als 2800 Euro pro Jahr für die Nachrüstung einer gasdichten Abdeckung als Richtwert gesehen werden sollen. Besonders für die Betreiber wäre es sinnvoll sich mit den möglichen Verlusten ihrer Gärrestlager zu beschäftigen, denn aus den durchschnittlich errechneten 2800 Euro Verlust pro Jahr, kann sich nach einer genaueren Untersuchung auch ein Gewinn einstellen.

Denn bei vier Endlagern kann im Durchschnitt ein zusätzlicher Gewinn von rund 16700 Euro/Jahr eingenommen werden.

Selbst der Einsatz von Granulat zur Vermeidung von Stickstoffverlusten kann bei 9 Endlagern durchschnittlich 4900 Euro/Jahr an Gewinn einbringen. Bei der Verwendung von Schwimmkörpern sind es zwar nur acht Endlager, aber es können sogar 5300 Euro/Jahr mehr an Gewinn erzielt werden.

Neben den zusätzlichen Einnahmen und der besseren Auslastung würde auch die Umwelt vor Emissionen von Methan, Ammoniak und Lachgas geschützt werden.

Wie schon erwähnt beruht der Methanverlust auf dem chemischen Sauerstoffbedarf.

Darüber hinaus könnte die Genauigkeit der Proben ein Problem darstellen, da zur Probennahme die Endlager kaum homogenisiert waren. Optimal wäre eine Homogenisierung gewesen, nur führt dies zu weiteren Emissionen für die Betriebe. Des Weiteren waren die Endlager unterschiedlich gefüllt, womit eine unterschiedliche Lagerdauer des Materials vorliegt.

7. Zusammenfassung

Das Interesse an der Gärrestlagerung steigt nicht nur im Zusammenhang mit der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit sondern auch beim Umweltschutz. Denn die Mehrheit der Gärrestlager ist offen, wodurch Methan-, Ammoniak- und Lachgasemissionen stattfinden. Dies ist nicht nur schädlich für die Umwelt, sondern führt auch zu wirtschaftlichen Verlusten und damit zu nicht genutztem Potenzial.

Die KTBL versuchte mit dem „Biogasmessprogramm“ das Restgaspotential zu ermitteln und kam auf Ergebnisse bei denen das Restgaspotenzial bei einer Gärtemperatur von 37 °C zwischen 0,24 und 14 Nm³CH₄/t_{sub} betrug.

Dagegen blieb das Restgaspotential bei einer Gärtemperatur von 20 °C unter 7 Nm³CH₄/t_{sub}.

In der Literatur rentiert sich die gasdichte Abdeckung eines Endlagers bei 5 % nutzbarem Restgas.

Damit das Nährstoff- und Methanpotential in Mecklenburg-Vorpommern eingeschätzt werden kann, wurden von 24 Biogasanlagen Proben vom Zulauf zum Endlager und vom Endlager genommen.

Bei den Endlagern sind offene, bedeckte und gasdichte Lager vorhanden.

Durchschnittlich sind 7,6 l Methan/l FM während der Lagerung im Endlager verloren gegangen. Der Höchstwert lag bei 21 l CH₄/l FM mit einem prozentualen Verlust von 64 %. Durchschnittlich verringerte sich die theoretisch mögliche Methanausbeute um 30% in den Endlagern.

Beim Stickstoff lag der Verlust bei der offenen Lagerung bei maximal 1,6 kg/m³ FM. Im Mittel verloren die Endlager 0,79 kg/m³ FM.

Durch den Einsatz von Granulat als Abdeckung zur Vermeidung von Stickstoffverlusten könnten bei neun Endlagern durchschnittlich 4900 Euro/Jahr an zusätzlichen Gewinn eingebracht werden. Für acht Endlager würden sich auch Schwimmkörper lohnen, da ein zusätzlicher Gewinn von 5300 Euro/Jahr erzielt wird.

Betrachtet man die Investitionen in eine gasdichte Abdeckung und die damit verbundene Nutzung des Methans und die durch den Gasdruck verhinderte Stickstoffemission, lässt sich folgendes feststellen.

Von den 6 Lagunen lohnen sich bei 3 von ihnen der Neubau gasdichter Hochbehälter, dabei können bis zu 75000 Euro/Jahr eingenommen werden. Bei einer konnte nur der Stickstoffertrag in Betracht gezogen werden und bei den restlichen beiden Endlagern würde ein Neubau von gasdichten Endlagern jährliche Verluste von rund 1900 Euro bedeuten.

Von den offenen Hochbehältern konnten 2 Anlagen nicht berücksichtigt werden.

Bei 2 Anlagen konnte nur der Methanertrag, bei 4 der Stickstoffertrag und bei 4 weiteren Anlagen der Stickstoff- und Methanertrag berücksichtigt werden.

Eine Nachrüstung wäre nur bei 4 Endlagern rentabel, da durchschnittlich ein zusätzlicher Gewinn von 16700 Euro pro Jahr mit einer gasdichten Abdeckung erreicht werden kann. Dabei liegt der höchste Gewinn bei rund 58000 Euro/Jahr.

Bei den restlichen 6 Endlagern würde ein jährlicher Verlust von durchschnittlich 2800 Euro entstehen.

Selbst das Endlager mit der gasdichten Folie würde zusätzliche Einnahmen von 33000 Euro/Jahr durch eine gasdichte Abdeckung und Nutzung des Biogases einfahren.

Von den 6 Nachgärern konnten 2 nicht in die Berechnungen einbezogen werden. Dennoch sind 3 von 4 als Endlager dienenden Nachgärer nicht nur ökonomisch sondern auch ökologisch sinnvoll. Sie bringen jährlich rund 14400 Euro/Jahr ein.

Die Verluste von 1900 und 2600 Euro/Jahr können sich schnell in einen Gewinn wandeln, denn die Preise für den Neubau und der Nachrüstung können in der Praxis geringer ausfallen und eine nochmalige Untersuchung der Methanausgasung und Stickstoffverluste könnte höhere mögliche Verluste bringen, wodurch ein höherer möglicher Ertrag aus den Verlusten erreicht werden würde.

Methan- und Stickstoffverluste konnten nicht in allen Endlagern ausgemacht werden, was an der Probennahme aus dem Endlager liegen könnte, da diese nicht homogenisiert waren, wodurch sich Schwimm- und Sinkschichten bilden und die Ergebnisse beeinträchtigen.

Trotzdem soll diese Arbeit Anreize schaffen, um über den bisherigen Umgang mit dem Gärrest zu Überdenken und den Handlungsbedarf voranzutreiben.

Deshalb sollten die möglichen Potenziale der Gärreste genauer untersucht werden.

Besonders die Betreiber einer Anlage sollten ihr Augenmerk auf die Gärrestlagerung legen und den damit verbundenen möglichen zusätzlichen Gewinn nutzen, falls er sich bietet, denn auch der Umweltaspekt wird durch eine gasdichte Abdeckung mit einbezogen.

8. Literaturverzeichnis:

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Handreichung Biogasgewinnung und -nutzung, Leipzig, 2004

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Ergebnisse des Biogas Messprogramms, Gülzow, 2005

Görisch und Helm, Biogasanlagen, Stuttgart, 2006

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Faustzahlen Biogas, Gülzow, 2007

Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft e.V. (KTBL), Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen - KTBL-Heft 50, Darmstadt, 2005

Hochschule Neubrandenburg, Seminararbeit zum interdisziplinären Projektseminar, "Erfassung des aktuellen Standes der Gärrestlagerung von Biogasanlagen in Mecklenburg-Vorpommern", 2008

Eder u. Schulz, Biogas Praxis, 3. Auflage, Freiburg, 2007

F. Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien 2007, Lampertswalde, 2007

Dr. M. Karpenstein-Machan, Energiepflanzenbau für Biogasanlagenbetreiber, Frankfurt am Main, 2005

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Broschüre: Biogas und Umwelt – Ein Überblick, Juni 2008

Internet (Stand: 01.12.2008):

P. Weiland, Biologie der Biogaserzeugung, ZNR Biogastagung, Bad Sassendorf-Ostinghausen, 02.04. 2003

http://www.biogas-infoboard.de/pdf/Biologie_der_Biogaserzeugung.pdf

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Schema einer landwirtschaftlichen Biogasanlage (Nassfermentation) mit Kofermentation

<http://www.fnr-server.de/cms35/Anlagentechnik.1453+M55193f096bd.0.html>

Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 29.03.2000

<http://www.bmu.de/gesetze/verordnungen/doc/2676.php>

Novelle des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG)

Überblick über die Regelungen des neuen EEG vom 21. Juli 2004

http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ueberblick_regelungen_eeg.pdf

Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften 2008

<http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg2009.pdf>

Fachverband Biogas e.V., EEG-Novelle gibt deutscher Biogasbranche wieder eine Perspektive, 6. Juni 2008

http://www.biogas.org/datenbank/file/notmember/presse/08-06-06_PM_EEG-Novelle.pdf

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Was ist Biogas?

<http://www.bio-energie.de/cms35/Was-ist-Biogas.314.0.html>

Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Strom aus Biomasse

<http://www.bio-energie.de/cms35/Strom-aus-Biomasse.1846.0.html>

Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Tourismus (Mecklenburg-Vorpommern), Biogasanlagen

http://www.regierung-mv.de/cms2/Regierungsportal_prod/Regierungsportal/de/wm/Themen/Fachinformationen_Abfallwirtschaft_und_Immissionsschutz/Fachinformationen_Immissionsschutz/index.jsp?&downloads=1

Prof. Dr. jur. Stefan Klinski, Monitoring zur Wirkung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auf die Stromerzeugung aus Biomasse

http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/endbericht_eeg_monitoring.pdf

MV-Schlagzeile.de, Rasantes Wachstum bei der Nutzung von Erneuerbaren Energien, 26.08.2008

<http://www.mv-schlagzeilen.de/rasantes-wachstum-bei-der-nutzung-von-erneuerbaren-energien/3680/#more-3680>

WWF Deutschland, Methan und Lachgas - Die vergessenen Klimagase, November 2007

http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/pdf_neu/Methan_und_Lachgas_Die_vergessenen_Klimagase.pdf

G. Ebertsch, Immissionsschutz bei Biogasanlagen, Bayerisches Landesamt für Umwelt, Euroforum - Konferenz Biogas, Berlin, 28.02.07

http://www.lfu.bayern.de/luft/fachinformationen/biogas/doc/biogasanlagen_euroforum_berlin.pdf

9. Anhang

Anlage	NH ₄ -Gehalt in kg/m ³		Nges. in kg/m ³		CSB in mg/l FM		Methangehalt in l CH ₄ /l FM		TS-Gehalt in %	
	Gehalt Zulauf	Gehalt Endlager	Gehalt Zulauf	Gehalt Endlager	Zulauf	Endlager	Zulauf	Endlager	Zulauf	Endlager
BGA 1	1,5	1,5	4	4,4	78000	28000	27,3	9,8	7,5	7,2
BGA 2	2,1	1,8	3,5	3,3	66000	46000	23,1	16,1	5,3	4,6
BGA 3	1,9	1,6	4,1	2,5	73000	29000	25,55	10,15	6,3	4,5
BGA 4	2,1	2,5	5	4,5	81000	59000	28,35	20,65	6,6	6,6
BGA 5	4	3,3	4,6	3,3	26000	27000	9,1	9,45	2,8	2,7
BGA 6	2,1	2,2	4,4	4,8	67000	54000	23,45	18,9	8,2	9,8
BGA 7	1,3	1,9	3,6	4,1	46000	32000	16,1	11,2	6	5,9
BGA 8	2,2	2,2	4,3	4	93000	66000	32,55	23,1	6,6	6,6
BGA 9	2,2	2	4,3	3,5	85000	54000	29,75	18,9	6,5	5,6
BGA 10	2,7	2,3	5,8	4,3	46000	39000	16,1	13,65	7,4	6,5
BGA 11	3	2,6	5,8	4,8	62000	49000	21,7	17,15	10,1	7,8
BGA 12	2,5	3,3	3,9	4,9	64000	65000	22,4	22,75	6,6	6,2
BGA 13	2,3	2,6	5,1	5,4	53000	53000	18,55	18,55	8,5	7,7
BGA 14	1,7	1	3,1	1,9	31300	39000	10,955	13,65	4,8	5,1
BGA 15	1,8	2	4,8	4,4	69000	61000	24,15	21,35	9	8,3
BGA 16	3,2	3,5	5,7	5,2	97000	36000	33,75	12,6	10,4	8
BGA 17.1	1,7	1,8	2,5	2,4	48000	32700	16,8	11,445	4,6	4,3
BGA 17.2	1,7	1,4	2,5	2,1	48000	32000	16,8	11,2	4,6	4,5
BGA 18	1,8	1,6	3,6	2,6	48000	46000	16,8	16,1	5,7	6,3
BGA 19	2,4	2,6	4,7	4,2	31000	34000	10,85	11,9	4,7	5,1
BGA 20	2,5	2,3	4,5	4,8	36000	37000	12,6	12,95	6,9	7
BGA 21	1,5	1,7	2,1	2,8	35000	44000	12,25	15,4	5	5,9
BGA 22	2,4	2,6	4,3	4,3	43000	36000	15,05	12,6	5,9	6,4
BGA 23	2	1,9	3,4	2,1	38000	54000	13,3	18,9	5,2	4,8
BGA 24	2,4	2,4	2,4	2,6	11900	7560	4,165	2,646	2,5	1,3

Abbildung 38: Laborergebnisse

Tabelle 5: Berechnung der Erträge aus den Emissionen

Anlage	CH ₄ -Ertrag (Euro/m ³)	CH ₄ -Ertrag (Euro/Jahr)	N-Ertrag (Euro/m ³)	N-Ertrag (Euro/Jahr)	Gesamtertrag (Euro/m ³)	Gesamtertrag (Euro/Jahr)
BGA 1	7,78	39420	0,00	0	7,78	39420
BGA 2	3,85	58538	0,17	2609	4,02	61146
BGA 3	6,84	83255	1,39	16696	8,23	99951
BGA 4	3,42	13487	0,43	1690	3,86	15178
BGA 5	0,00	0	1,13	29391	1,13	29391
BGA 6	2,50	16742	0,00	0	2,50	16742
BGA 7	2,69	41304	0,00	0	2,69	41304
BGA 8	5,20	32329	0,00	0	5,20	32329
BGA 9	4,82	34461	0,00	0	4,82	34461
BGA 10	1,35	6556	0,00	0	1,35	6556
BGA 11	2,50	12176	0,00	0	2,50	12176
BGA 12	0,00	0	0,00	0	0,00	0
BGA 13	0,00	0	0,00	0	0,00	0
BGA 14	0,00	0	1,04	13749	1,04	13749
BGA 15	0	0	0,35	3130	0,35	3130
BGA 16	11,63	64009	0,43	2360	12,06	66369
BGA 17.1	3,23	8433	0,09	224	3,32	8657
BGA 17.2	3,38	8819	0,35	894	3,73	9714
BGA 18	0,38	1951	0,87	4348	1,25	6299
BGA 19	0,00	0	0,43	2174	0,43	2174
BGA 20	0,00	0	0,00	0	0,00	0
BGA 21	0,00	0	0,00	0	0,00	0
BGA 22	1,35	2459	0,00	0	1,35	2459
BGA 23	0,00	0	1,13	3213	1,13	3213
BGA 24	0,84	1694	0,00	0	0,84	1694

Tabelle 7: Berechnungen: Erträge nach Abzug der Kosten für die Abdeckung (in Euro/Jahr)

Anlage	N-Ertrag (in Euro/Jahr)	N-Ertrag bei Emissionsminderung von		Gewinn in Euro/Jahr bei Verwendung von			Gesamtertrag (in Euro/Jahr)	Gewinn in Euro/Jahr bei gasdichtem Endlager
		85%	95%	Granulat	Schwimmkörper	Schwimmfolie		
BGA 1	0	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	39420	22845
BGA 2	2609	2217	2478	-2381	-4172	-12223	61146	14196
BGA 3	16696	14191	15861	11771	12361	6591	99951	75151
BGA 4	1690	1437	1606	-197	-757	-3693	15178	-2497
BGA 5	29391	24983	27922	14093	12172	-9217	29391	-54934
BGA 6	0	0	0	0	0	0	16742	-1233
BGA 7	0	0	0	0	0	0	41304	33354
BGA 8	0	0	0	0	0	0	32329	23679
BGA 9	0	0	0	0	0	0	34461	18031
BGA 10	0	0	0	0	0	0	6556	1392
BGA 11	0	0	0	0	0	0	12176	-899
BGA 12	0	0	0	0	0	0	0	0
BGA 13	0	0	0	0	0	0	0	0
BGA 14	13749	11687	13061	10658	11574	8457	13749	5799
BGA 15	3130	2661	2974	1451	1224	-1139	3130	-4820
BGA 16	2360	2006	2242	1002	790	-1148	66369	58419
BGA 17.1	224	190	212	-536	-838	-2090	8657	707
BGA 17.2	894	760	850	34	-200	-1520	9714	1764
BGA 18	4348	3696	4130	2280	2083	-750	6299	-1651
BGA 19	2174	1848	2065	432	18	-2598	2174	-5776
BGA 20	0	0	0	0	0	0	0	0
BGA 21	0	0	0	0	0	0	0	0
BGA 22	0	0	0	0	0	0	2459	-2491
BGA 23	3213	2731	3052	2090	2125	717	3213	-4737
BGA 24	0	0	0	0	0	0	1694	-3256

Tabelle 8: Übersicht: Abdeckungen gegen Ammoniakemissionen

Abdeckung	Euro/m2	Nutzungs- dauer (Jahre)	Emissions- minderung (%)
Granulat	12,1	10	80-90
Schwimmkörper	35	20	90-98
Schwimmfolie	38	10	80-90

Tabelle 9: Übersicht: gasdichte Abdeckung

gasdichte Abdeckung		
Durchmesser	unter 25m	über 25m
Investitionskosten in Euro	49500	79500
Kosten/Jahr auf 10 Jahre (in Euro/Jahr)	4950	7950

Tabelle 10: Übersicht: Kosten Neubau gasdichter Gärrestlager

Lagergröße in m ³	Invest.kosten in Euro	Kosten in Euro/m ³	Ø Kosten in Euro/m ³
550	45000	82	
1100	83000	75	
1750	102000	58	
2600	133000	51	53
4000	225000	56	
5400	274000	51	
7500	390000	52	

Tabelle 11: Angaben zu den Gärrestlagern

Anlage	Volumen in m ³	Oberfläche in m ²	Durchmesser in m
BGA 1	5000	1600	
BGA 2	15000	3800	
BGA 3	8000	2000	
BGA 4	5400	1350	
BGA 5	26000	9000	
BGA 6	5500	1375	
BGA 7	4200	1000	35
BGA 8	2330		
BGA 9	4700		
BGA 10	923		
BGA 11	4000		
BGA 12	3000		
BGA 13	2000		
BGA 14	3660	850	33
BGA 15	5000	1000	35
BGA 16	3800	830	32
BGA 17.1	3000	600	28
BGA 17.2	3000	600	28
BGA 18	5000	1170	39
BGA 19	5000	1170	39
BGA 20	3200	490	25
BGA 21	4000	1000	35
BGA 22	2000	400	23
BGA 23	3000	530	26
BGA 24	2000	433	24

10. Eidesstattliche Erklärung

Mit meiner Unterschrift erkläre ich mich an Eides statt, die vorliegende Arbeit selbstständig angefertigt zu haben. Die schriftliche Ausarbeitung wurde ohne Beteiligung weiterer Personen nur durch mich durchgeführt. Für die vorliegende Arbeit wurden nur die im Literaturverzeichnis vorhandenen Quellen verwendet.

Die direkte oder indirekte Übernahme von Gedankengut aus fremden Quellen sind als solche kenntlich gemacht.

Die Arbeit wurde in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt oder anderweitig veröffentlicht.

Neukalen, den 08. Dezember 2008

Benjamin Sontopski