

Ökonomische Analyse landwirtschaftlicher Biogasanlagen

Masterarbeit

Vorgelegt von

Dipl.-Ing. Hans-Peter Bachmann

Betreuer:

Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl

Begutachter:

Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinz Stigler

Eingereicht am

Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation
der Technischen Universität Graz

Graz, Jänner 2012

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen und Hilfsmittel nicht benützt, und die den benützten Quellen wörtliche und inhaltlich entnommene Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am 12.01.2012

.....

(Unterschrift)

Danksagung

Ich möchte mich an dieser Stelle bei all jenen recht herzlich bedanken, die zu dem positiven Abschluss dieser Masterarbeit beigetragen haben.

Ein großer Dank gilt meinem Betreuer, Herrn Assoc.Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Udo Bachhiesl vom Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz für die Betreuung während der gesamten Masterarbeit.

Weiteres möchte ich mich bei dem Institut für Elektrizitätswirtschaft und Energieinnovation der TU Graz unter der Leitung von, Herrn Univ.Prof. Dipl.-Ing. Mag.rer.soc.oec. Dr.techn. Heinz Stigler bedanken.

Ein weiterer Dank gilt, Herrn Mag. Florian Goller sowie, Herrn Dipl.-Ing. Dipl.-Ing. Bernhard Indrist welche mir bei vielen Fragen rund ums Studium stets weitergeholfen haben.

Insbesondere möchte ich mich bei meiner Freundin Teres, meiner Mutter Maria, und meinen Freunden, die mich während meines Studiums in vollster Weise unterstützt haben, recht herzlich bedanken.

Kurzfassung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der ökonomischen Fragestellung rund um die Biogastechnologie im landwirtschaftlichen Bereich. Es werden Investitionskosten von Modellanlagen untersucht sowie spezifische Investitionskosten und Stromgestehungskosten berechnet. Mit den ermittelten Stromgestehungskosten, die in €/ct/kWh angegeben werden, wird ein Vergleich zu anderen erneuerbaren Energietechnologien durchgeführt und eine Kosten-Nutzenrechnung von zehn ausgewählten Modellanlagen erstellt. Mit Hilfe einer durchgeführten Sensitivitätsanalyse werden anhand unterschiedlicher Inputfaktoren die Wirkungen auf die Ausgangsgröße untersucht. Die Analyse erfolgt hierbei durch ein Iterationsverfahren (Variieren der einzelnen Inputfaktoren) mit Vergleich der Ausgangsgröße. Die Ausgangsgrößen stellen im verwendeten Modell zum Einen die Stromgestehungskosten und zum Anderen das Betriebsergebnis dar. Die Inputfaktoren sind Methanausbeute, Betriebsstunden, Investitionskosten, elektrischer Wirkungsgrad, Substratkosten, Wärmeauskopplung sowie gewährte Vergütungssätze.

Es zeigt sich, dass speziell kleinere Biogasanlagen ohne geeigneter Anlagenplanung und berücksichtigter Wärmeeinspeisung kaum positiv zu betreiben sind. Größere Anlagen werden auf Grund von economies of Scale stabiler in der Wirtschaftlichkeit. Bei diesen Anlagen verursacht das benötigte Substrat jährlich hohe variable Kosten, da die Anbauflächen für das verwendete Kosubstrat nicht mehr zur Verfügung stehen und somit zugekauft werden müssen. Diese Kosten sind sehr volatil und haben somit starke Auswirkung auf die Gesamtkosten. Weiters großen Einfluss haben die Methanausbeute sowie die Änderung des elektrischen Wirkungsgrades, die Erhöhung der Einspeisevergütung sowie zusätzlicher Wärmeverkauf. Die Sensitivität der Investitionskosten ist stark von der Anlagengröße abhängig, da diese mit zunehmender Größe der Anlagen sinken. Den geringsten Einfluss auf die untersuchten Modellanlagen bewirkt die Veränderung der Betriebsstunden.

Desweiteren werden die einzelnen Förderungsstrukturen der EU Mitgliedstaaten analysiert. Dazu werden die jeweiligen Förderungsmodelle der Länder allgemein erklärt und speziell auf die Förderung für Biogasanlagen eingegangen und diese grafisch dargestellt.

Abstract

This thesis is dealing with the economic question considering biogas technology in the agricultural sector. Under investigation are the investment costs of model plants, specific investment costs and electricity production costs will be calculated. The identified electricity production costs, expressed in €/ct/kWh, will be compared with other renewable energy technologies and a cost-benefit calculation on ten selected model plants will be provided. With different input factors and by means of a conducted sensitivity analysis the impacts on the output variable will be under investigation. In particular, the analysis will be carried out by applying an iteration procedure (varying of the single input factors) compared to the output variable. The output variables within the used model constitute the electricity production costs on the one hand and the operating results on the other hand. The input factors are the rate of yield of methane, operating hours, investment costs, electrical efficiency, substrate costs, heat extraction as well as guaranteed reimbursement rates.

It appears that especially smaller biogas plants without adequate plant layout and considered heat input can hardly run positively. Due to economies of scale, the economic efficiency of bigger plants can be regarded as more stable. With these plants, the annual substrate costs are highly fluctuating, as the acreages for the used co-substrate are not available any more and thus have to be bought additionally. As these costs are highly volatile, they have significant impact on the overall costs. The rate of yield of methane, change of the electrical efficiency, increase of the reimbursement rates as well as additional heat sale have considerable impact too. The investment costs' sensitivity is strongly dependent on the plants' size, since the costs decrease as the size of the plant increases. An alteration of the operating hours has the smallest impact on the investigated model plants.

Furthermore there will be an analysis of individual subsidy schemes of the EU Member States. For this purpose, the particular subsidy schemes of the Member States will be explained in general and the subsidy for biogas plants will be dwelled on specifically and demonstrated graphically.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Aufbau der Masterarbeit.....	2
1.2	Geschichtliche Entwicklung von Biogas.....	3
1.3	Aufbau einer landwirtschaftlichen Biogasanlage.....	4
2	Stand der Stromerzeugung aus Biogas in der Europäischen Union	5
3	Potenzialabschätzung in der Europäischen Union.....	6
4	Investitionskosten einer Biogasanlage	11
4.1	Kostenaufteilung nach Systemblöcken.....	11
4.1.1	Kosten der Substratannahme	12
4.1.2	Kosten des Fermenters	13
4.1.3	Kosten der Gas- und Kraftwerkstechnik	14
4.1.4	Kosten der Restlagerung.....	14
4.1.5	Kosten der Planung und Genehmigung.....	15
4.2	Kostenaufteilung nach Anlagenkomponenten und Baukosten.....	15
4.2.1	Kostenblock Bau	16
4.2.2	Kostenblock Energietechnik.....	16
4.2.3	Kostenblock Technische Ausrüstung	17
4.2.4	Kostenblock Planung und Genehmigung	17
4.3	Spezifische Investitionskosten	17
5	Wirtschaftlichkeit einer landwirtschaftlichen Biogasanlage	18
5.1	Darstellung der Beispielanlagen.....	19
5.2	Kostenanalyse.....	21
5.2.1	Fixe Kosten.....	21
5.2.2	Variable Kosten.....	22
5.3	Ertragsanalyse	25
5.3.1	Stromverkauf	26
5.3.2	Wärmeverkauf	26
5.3.3	Entsorgungserlöse	27
5.4	Stromgestehungskosten.....	27
5.4.1	Stromgestehungskosten der verwendeten Biogasanlagen	28
5.4.2	Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Energieformen.....	29
5.5	Betriebs- und Jahresergebnis der Modellanlagen.....	30
6	Sensitivitätsanalyse	33
6.1	Einzelparametervariation bezogen auf die Stromgestehungskosten	33

6.2	Einzelparametervariation bezogen auf das Betriebsergebnis	38
7	Förderungssysteme der Europäischen Union	41
7.1	Förderung in Bulgarien	43
7.2	Förderung in Estland	43
7.3	Förderungssystem in Dänemark	44
7.4	Förderungssystem in Belgien	45
7.5	Förderungssystem in Deutschland.....	46
7.6	Förderungssystem in Finnland	47
7.7	Förderungssystem in Frankreich	48
7.8	Förderungssystem in Griechenland	49
7.9	Förderungssystem in Irland	50
7.10	Förderungssystem in Litauen	51
7.11	Förderungssystem in Luxemburg.....	52
7.12	Förderungssystem in den Niederlanden	53
7.13	Förderungssystem in Österreich.....	54
7.14	Förderungssystem in Polen	55
7.15	Förderung in Zypern.....	57
7.16	Förderungssystem in Portugal	57
7.17	Förderungssystem in Ungarn.....	58
7.18	Förderungssystem in Spanien.....	59
7.19	Förderungssystem in Lettland	60
7.20	Förderungssystem in Rumänien	61
7.21	Förderungssystem in Schweden	63
7.22	Förderungssystem in Italien	64
7.23	Förderungssystem in der Slowakei.....	66
7.24	Förderungssystem in Malta	67
7.25	Förderungssystem in Slowenien.....	67
7.26	Förderungssystem in Tschechien	68
7.27	Förderungssystem in Großbritannien	70
7.28	Grafischer Überblick der Fördersysteme.....	72
8	Zusammenfassung der Ergebnisse	74
9	Verzeichnisse.....	78
9.1	Abbildungen	78
9.2	Tabellen.....	80
9.3	Abkürzungen	81
9.4	Literatur.....	83

10	Anhang	85
10.1	Deckungsbeiträge (Grassilage).....	85
10.2	Deckungsbeiträge (Maissilage)	86
10.3	Kostendarstellung Modellanlagen Bsp1-5	87
10.4	Kostendarstellung Modellanlagen Bsp6-10	88
10.5	Hygienisierungspflichtige Materialien	89
10.6	Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen Biogasmotoren	89
10.7	Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen BHKW	90

1 Einleitung

Die Zukunft gehört zweifellos den Erneuerbaren Energien. Diese stärken die Wirtschaft, verringern die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern, schützen durch CO₂-frei erzeugten Strom und Wärme die Umwelt und schaffen zudem neue Arbeitsplätze in den jeweiligen Regionen. Auch die Biogastechnologie stellt eine solche erneuerbare Energietechnologie dar, die sich in den letzten Jahren deutlich weiterentwickelt hat. Stromerzeugung aus Biogas stellt eine Möglichkeit dar, einen Beitrag zum erneuerbaren Energiemix zu leisten. Mit dieser Technologie ist es möglich, saisonal unabhängigen Strom zu erzeugen, der zudem CO₂-neutral ist. Es befanden sich 2009/10 in der Europäischen Union rund 8.000 Biogasanlagen mit einer elektrischen Gesamtleistung von 4,7 GW_{el}. Dieser Trend wird sich auch in den kommenden Jahren weiter fortsetzen. Demnach könnte sich die Anzahl der Biogasanlagen bis 2020 auf 19.000 Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 10,8 GW_{el} erhöhen.

Für ein tragfähiges Wachstum dieser Technologie, müssen jedoch Produktionskosten und Investitionskosten für Komponenten und Baugruppen sowie Substratkosten so gering wie möglich gehalten und zudem auf jedes Biogasprojekt eigens abgestimmte Anlagenplanung durchgeführt werden, um eine wettbewerbsfähige Biogaswirtschaft in Zukunft zu gewährleisten. Diese Arbeit beschäftigt sich mit der komplexen Fragestellung rund um die Wirtschaftlichkeit solcher landwirtschaftlichen Biogaserzeugungsanlagen.

1.1 Aufbau der Masterarbeit

Diese Masterarbeit beschäftigt sich mit der Wirtschaftlichkeit von landwirtschaftlichen Biogasanlagen, welche zur elektrischen Stromerzeugung genutzt werden. Sie ist in drei Abschnitte gegliedert.

Im **ersten** Abschnitt werden 45 Biogasmodellanlagen auf deren Investitionskosten und spezifische Investitionskosten untersucht. Diese 45 Modellanlagen wurden aus dem KTBL Biogaswirtschaftlichkeitsrechner des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft entnommen und dienen dann in weiterer Folge als Grundlage für die Berechnung von Stromgestehungskosten sowie Betriebsergebnissen von zehn ausgewählten Modellanlagen. Weitere Annahmen die notwendig sind, um eine solche Rechnung durchführen zu können, wurden anhand des Buches Biogas Praxis¹ aus dem Leitfaden Biogas² sowie dem Endbericht Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebaute Biomasse³ entnommen.

Im **zweiten** Abschnitt wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse ist es möglich, anhand unterschiedlicher Inputfaktoren (einzeln oder gemeinsam) die Ausgangsgröße zu untersuchen. Die Analyse folgt hierbei durch ein Iterationsverfahren (variieren der einzelnen Inputfaktoren) mit Vergleich der Ausgangsgröße. Die Ausgangsgrößen stellen im verwendeten Modell zum Einen die Stromgestehungskosten und zum Anderen das Betriebsergebnis dar. Die Inputfaktoren sind Methanausbeute, Betriebsstunden, Investitionskosten, elektrischer Wirkungsgrad, Substratkosten Wärmeauskopplung sowie gewährte Vergütungssätze.

Im **dritten** Abschnitt werden die einzelnen Förderungsstrukturen der EU Mitgliedstaaten analysiert. Es werden die jeweiligen Förderungsmodelle der Länder allgemein erklärt und es wird speziell auf die Förderung für Biogasanlagen eingegangen.

¹ Quelle aus [2]

² Quelle aus [3]

³ Quelle aus [4]

1.2 Geschichtliche Entwicklung von Biogas

Den geschichtlichen Anfang der Biogastechnologie setzte der italienische Physiker Alessandro Volta, der im Jahre 1776 Sumpfgas im Schlamm vom See Lago da Como einfing und damit diverse Verbrennungsversuche durchführte. Weitere sehr bekannte Wissenschaftler wie Faraday, Dalton oder etwa Davy haben diese Experimente nachvollzogen. Alessandro Volta gilt als einer der größten Wissenschaftler im Bereich der Elektrotechnik. Etwa die Einheit der elektrischen Spannung („Volt“) wurde nach ihm benannt. Der schon genannte Physiker Michael Faraday identifizierte Methan erstmals als Kohlenwasserstoff, indem er mit Sumpfgas experimentierte. 1884 schlug der französische Naturwissenschaftler Louis Pasteur vor, den Mist, den die Pferde des Pariser Fuhrparks erzeugten, als Energieträger zu nutzen und somit die Straßen von Paris zu erleuchten. Die erste Versuchsanlage wurde 1859 in Bombay in Indien gebaut und das daraus erzeugte Gas wurde zuerst für Beleuchtungszwecke, später auch zur Stromerzeugung genutzt. Anfang des 20. Jahrhunderts wurden dann erste Experimente durchgeführt, um auch aus Klärschlamm Biogas zu gewinnen, welches in weiterer Folge als Kraftstoff für Kraftwagen der städtischen Fuhrparks genutzt wurde. Während des zweiten Weltkrieges zwischen 1939-45 wurden Versuche durchgeführt, um auch aus landwirtschaftlichen Abfällen Methan zu erzeugen. Doch die geringen Kosten von fossilen Energieträgern bremste diese Entwicklung ständig ein. Den ersten großen Aufschwung brachte 1970 die Ölkrise, da ab diesem Zeitpunkt alternative Energiequellen gefördert wurden, wobei nur wenige Anlagen bis 1990 errichtet wurden. In Deutschland beispielsweise konnte sich die Biogastechnologie erst ab 1990 langsam etablieren, nachdem die Regierung bessere Rahmenbedingungen durch die Einführung des Stromeinspeisegesetzes geschaffen hatte. Auch in Österreich wurde durch die Einführung des Ökostromgesetzes 2002 die Biogastechnologie erst richtig belebt. Einer der wichtigsten Faktoren war aber die EU. Durch Erlass der Binnenmarktrichtlinie 1996 zur Stromliberalisierung, mit der Vorgabe, dass jedes Mitgliedsland einen gewissen Anteil an erneuerbarem Strom erzeugen muss, trug diese wesentlich zur Entwicklung bei.⁴ Dennoch hat sich die diesbezügliche Lage in den einzelnen Mitgliedsstaaten durchaus unterschiedlich entwickelt. So ist beispielsweise Deutschland, mit derzeit ca. 6800 Biogasanlagen, in der Europäischen Union das Vorzeigeland im Bereich Biogas.⁵

⁴ Quelle aus [5]

⁵ Quelle aus [6]

1.3 Aufbau einer landwirtschaftlichen Biogasanlage

Die folgende Darstellung zeigt das Verfahrensschema einer Biogasanlage mit ihren einzelnen Komponenten und wird von einer von mir verfassten Diplomarbeit mit dem Thema: „Analyse der Stromerzeugung aus Biogas in der Europäischen Union bis 2020“ entnommen. Die meisten Biogasanlagen, die heutzutage gebaut werden, funktionieren nach dem hier in der Abbildung 1 dargestellten Durchfluss-Speicher-Verfahren. Zunächst wird die Gülle in der Vorgrube gesammelt. Von dort wird sie in den beheizten Fermenter eingebracht. In dieser Darstellung werden zusätzliche Kosubstrate über eine Hygienisierung in den Fermenter eingebracht. Dieser Fermenter muss nicht nur gas- und wasserdicht sondern auch lichtundurchlässig sein, um optimale Ergebnisse zu erzielen. Im Fermenter (hier Faulbehälter genannt) wird die Biomasse durch ständiges Rühren eines Rühr- oder Paddelwerks durchmischt, um einen ständig gleichmäßigen Gasertrag zu erzielen. Nun fangen die Bakterien an zu arbeiten und zersetzen die Biomasse. Je nach Anlage arbeiten sie bei 30-45 Grad Celsius (mesophil) oder bei 45-55 Grad Celsius (thermophil). Durch diese Vergärung entsteht Biogas. Dieses produzierte Gas wird zunächst von Schwefel und sonstigen Schadstoffen gereinigt und dann einem Gasmotor zugeführt, der dann in einem sogenannten Blockheizkraftwerk (BHKW) Strom sowie Wärme erzeugt. Ein Teil der erzeugten Wärme wird in den Fermenter zurückgeführt, um ihn auf die nötige Betriebstemperatur zu beheizen. Der andere Teil der Wärme wird benutzt, um die Wirtschaftsräume und Wohnhäuser zu beheizen. Da in solchen Anlagen immer mehr Wärme als Strom produziert wird, kann bei größeren Anlagen (wie auch in Abbildung 1) diese auch ins Wärmeleitungsnetz eingespeist werden, um Schwimmbäder, Wohnanlagen etc. zu beheizen. Vom Fermenter gelangen die vergorenen Substrate in den Nachgärbehälter, hier Lagerbehälter genannt, wo die letzten entstehenden Gase zur Nutzung von Biogas herausgeholt werden. Die Gärreste werden anschließend als wertvoller Wirtschaftsdünger verwendet, und bleiben der Region erhalten und fördern den Aufbau neuer Biomasse.⁶

⁶ Quelle aus [1]

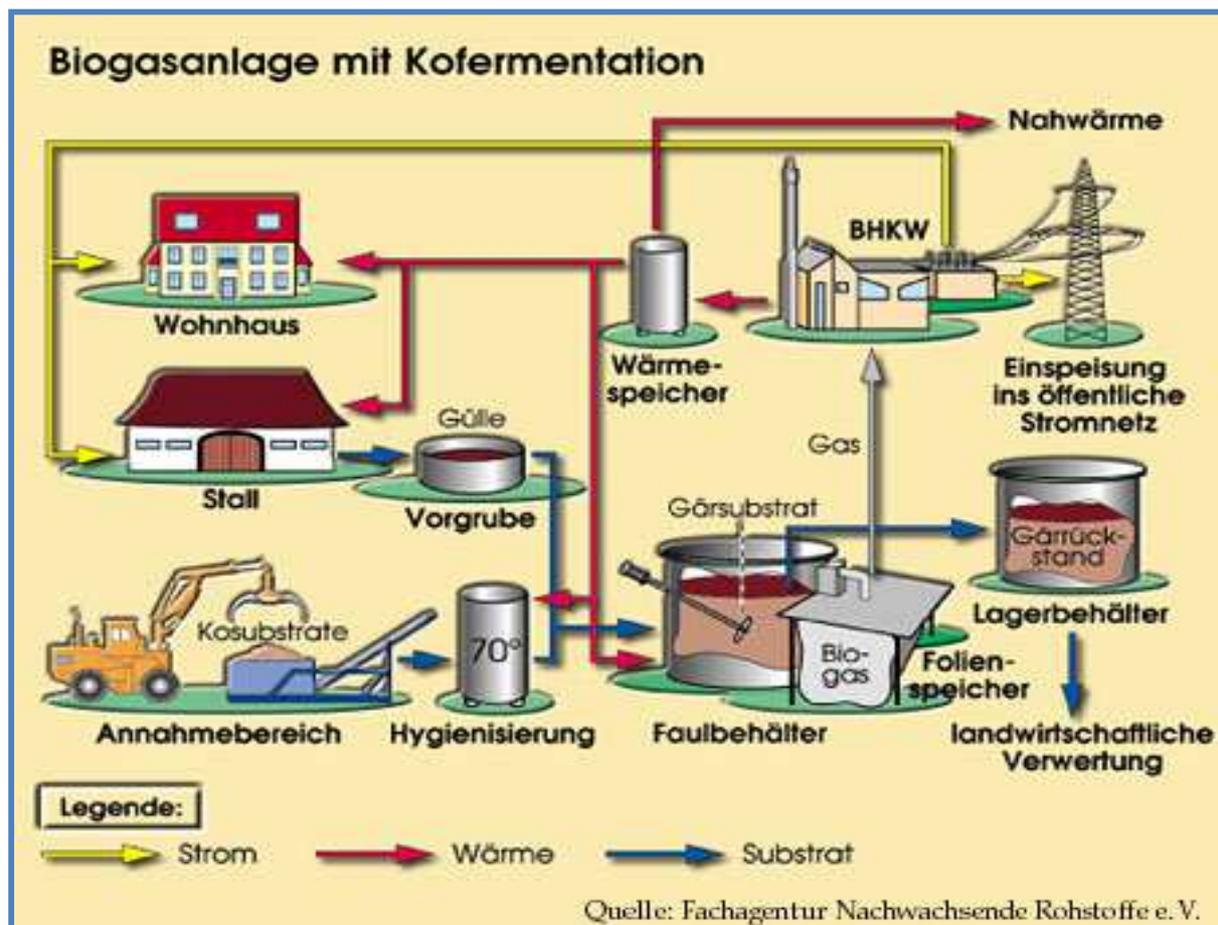


Abbildung 1: Funktionsschema einer Biogasanlage [1]

2 Stand der Stromerzeugung aus Biogas in der Europäischen Union

Der Biogassektor hat sich in den jeweiligen Ländern sehr unterschiedlich entwickelt. Deutschland nimmt bei der Stromerzeugung aus Biogas eine Vorreiterrolle ein. Mit knapp 5000 Anlagen (Stand 2009/10) und einer elektrischen Leistung von ca. 1,9 GW_{el} (Stand 2009/10) spielt dieser im erneuerbaren Gesamterzeugungsmix eine wesentliche Rolle. Nicht nur in Deutschland sondern in gesamt Westeuropa hat sich Biogas als Stromerzeuger etabliert. In den osteuropäischen Ländern sind bis auf Tschechien und Polen die Märkte nicht vorhanden. Grund dafür sind die Rahmenbedingungen, wie fehlende oder zu geringe Vergütungen sowie Hemmnisse gegenüber dem Gut Biogas. Vor allem in den östlichen Ländern behindern oftmals bürokratische Hürden wie Genehmigungsverfahren den Bau einer Biogasanlage. Zum weiteren gibt es Probleme der Netzanbindungen sowie zu wenig Erfahrung bei der Planung und dem Bau solcher Anlagen. Die nordeuropäischen Länder verwenden das produzierte Biogas zu einem großen Teil für die Wärmeerzeugung bzw. zur

Erdgaseinspeisung und nicht zur Stromerzeugung. Die Abbildung 2 zeigt die Anzahl der Biogasanlagen in der EU im Jahr 2009/10.⁷

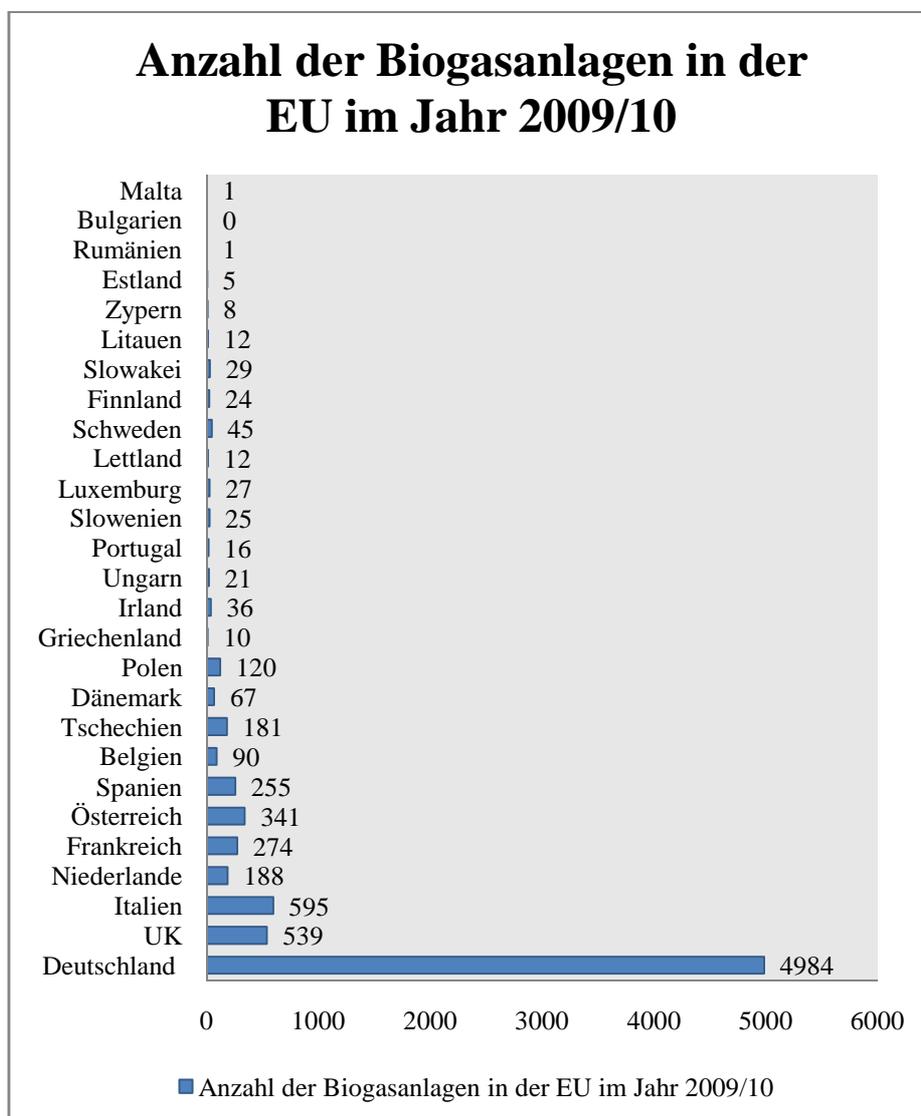


Abbildung 2: Anzahl der Biogasanlagen in der EU im Jahr 2009/10, [1]

3 Potenzialabschätzung in der Europäischen Union

Die Potentialabschätzung in diesem Kapitel wird von einer von mir verfassten Diplomarbeit mit dem Thema: „Analyse der Stromerzeugung aus Biogas in der Europäischen Union bis 2020“ entnommen und dient als Einstieg in diese Masterarbeit. Der Biogasmarkt hat sich in den einzelnen Ländern durch verschiedene Rahmenbedingungen sehr unterschiedlich entwickelt. Während sich in Österreich und Deutschland hauptsächlich landwirtschaftliche Biogasanlagen durchgesetzt haben, befinden sich etwa in Großbritannien, Spanien und

⁷ Quelle aus [1]

Frankreich hauptsächlich Deponiegas- und Klärgasanlagen und verhältnismäßig wenige landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betrieb. Die Gründe dafür sind im Wesentlichen die bestehenden Rahmenbedingungen seitens der Mitgliedstaaten und nicht das fehlende Potenzial. Viele Länder weisen großes Potential für den Ausbau dieser Technologie auf. Polen etwa besitzt die annähernd gleich große landwirtschaftliche Fläche wie Deutschland, hat aber nur neun landwirtschaftliche Biogasanlagen, wohingegen in Deutschland knapp 5000 Anlagen installiert sind. Die Abbildung 3 stellt eine Prognose der Anzahl der Biogasanlagen im Jahre 2020 in der EU dar.⁸

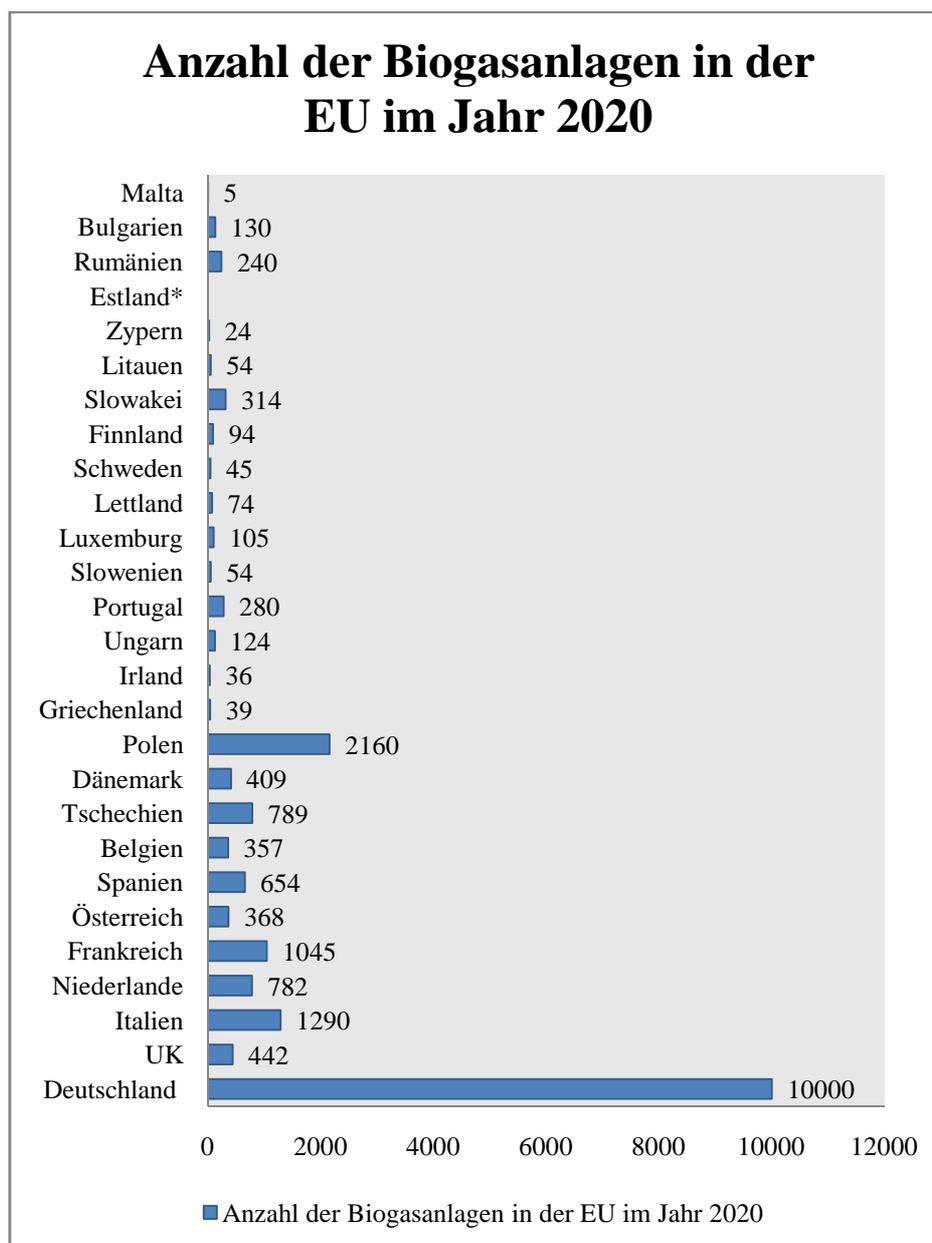


Abbildung 3: Anzahl der Biogasanlagen im Jahre 2020 in der EU, [1]

⁸ Quelle aus [1]

Nicht nur Polen, sondern die gesamten **osteuropäischen** Länder haben ein großes Ausbaupotential im landwirtschaftlichen Bereich. Bulgarien und Rumänien besitzen sehr viel Landwirtschaft sowie ein gutes Klima für den Anbau von Kulturpflanzen. Neben dem landwirtschaftlichen Sektor kann der Abwasser- und Abfallbereich in den osteuropäischen Ländern noch ausgebaut werden. In diesem Zusammenhang ist noch zu erwähnen, dass ein großer Teil der Erzeugung von Biogas in osteuropäischen Ländern wie Polen, der Slowakei, Slowenien, Tschechien und Ungarn zurzeit noch aus Deponiegas- und Klärgasanlagen besteht und dieses hauptsächlich auch zur Stromerzeugung genutzt wird. In diesen Ländern wird Biogas in Zukunft immer stärker im Vormarsch sein, da schlicht Alternativen fehlen, um die Klimaziele der EU einzuhalten. Der tschechische Biogasmarkt ist neben dem deutschen ein Vorzeigemarkt für die Weiterentwicklung der Biogasproduktion in einem Land. Der Anlagenmix dieses Landes teilt sich derzeit in Klärgasanlagen, Deponiegasanlagen sowie in landwirtschaftliche Biogasanlagen auf. Bis 2020 wird sich die Stromerzeugung aus Biogas in Tschechien stark weiterentwickeln, was in Zahlen ausgedrückt einem elektrischen Zuwachs der Leistung von derzeit rund 83 MW_{el} auf 500 MW_{el} entspricht. Der Trend geht dabei in Richtung landwirtschaftliche Projekte.

Frankreich besitzt nicht nur in **Westeuropa**, sondern innerhalb der gesamten EU im landwirtschaftlichen Bereich das größte Potential, dennoch existieren in diesem Land zurzeit nur 34 landwirtschaftliche Anlagen. Dennoch gibt es in Frankreich insgesamt über 270 Biogasanlagen im Bereich von Klärgas-, Deponiegas- sowie Industriegasanlagen. In den nächsten Jahren werden viele landwirtschaftliche Biogasanlagen gebaut und es werden rund 120 Klärgas- und Industriegasanlagen bis 2020 hinzukommen. In Österreich hingegen sieht die Situation in Bezug auf die Stromerzeugung aus Biogas wesentlich anders aus. Demnach werden bis 2020, trotz des noch vorhandenen Potentials, wenige Biogasanlagen hinzukommen, die mittels KWK Strom und Wärme erzeugen. Österreich setzt in Zukunft auf die Biogasaufbereitung und die anschließende Einspeisung ins Erdgasnetz. Generell behaupten Biogasbetreiber in Österreich, dass sie ihre Anlagen nicht gewinnbringend betreiben können und dass zukünftige Investitionen nur noch schwer oder gar nicht mehr zu finanzieren seien. In Deutschland hingegen geht der Boom der landwirtschaftlichen Biogasanlagen ungemindert weiter. Kein Land in der Europäischen Union kommt annähernd an die Biogasproduktion von Deutschland heran. Es wurden seitens der Regierung mit dem EEG grundlegende Weichen gestellt, sodass sich dieser Markt immer weiter entwickeln konnte. Bis 2020 werden somit ca. 10.000 Biogasanlagen in Betrieb sein. Interessant ist, dass in Deutschland fast ausschließlich landwirtschaftliche Biogasanlagen in Betrieb sind, welche

vermehrt als Substrate NaWaRos verwenden und als KWK Anlage betrieben werden und somit Strom und Wärme produzieren. In den Niederlanden sowie in Belgien ist der Biogassektor im europäischen Schnitt gut ausgebaut. Die Niederlande etwa gehören hinter Deutschland Großbritannien und Italien zu den viertgrößten Stromerzeugern aus Biogas in Europa. Demnach wird die Stromerzeugung aus Biogas in den Bereichen Landwirtschaft, Abfallbehandlung sowie Industrie in den Niederlanden bis 2020 weiter ausgebaut werden, was in Summe eine Vervierfachung der Stromerzeugung aus Biogas bis 2020 bedeutet. Ein ganz ähnliches Bild zeigt sich in Belgien, wo ebenfalls mit einer Vervierfachung der Stromerzeugung aus Biogas bis 2020 zu rechnen ist. In Luxemburg stehen zurzeit fast ausschließlich landwirtschaftliche Anlagen und dieser Trend wird sich auch in den nächsten Jahren weiter fortsetzen.

Die **südlichen** Länder in der Europäischen Union wie etwa Italien, Spanien, Portugal und Griechenland besitzen bis dato sehr viele Deponiegasanlagen und Klärgasanlagen. Diese werden fast ausschließlich zur Stromerzeugung genutzt. Italien etwa gehört hinter Deutschland und Großbritannien zu den drittgrößten Stromerzeugern aus Biogas. Es existieren zwar mit ca. 200 Deponiegasanlagen sowie rund 100 Klärgasanlagen viele Anlagen, die Abwasser oder Hausmüll als Substrate verwenden, jedoch sind die meisten Anlagen landwirtschaftlicher Natur. Auffallend ist, dass der Großteil der 308 landwirtschaftlichen Anlagen mehrere Substrate verwendet und nicht wie in Deutschland hauptsächlich Maissilage vergoren wird. Zu diesen Substraten zählen Gülle, Industrieabwasser und landwirtschaftliche Bioabfälle. Italien wird auch in den kommenden Jahren der in die Strom- und Wärmeerzeugung aus Biogas investieren und bis 2020 die elektrische Leistung auf 1,2 GW_{el} ausbauen und zwar vor allem in der Abfallbehandlung und wiederum im landwirtschaftlichen Bereich. In Spanien ist die Biogasproduktion von landwirtschaftlichen Anlagen noch als nicht zufriedenstellend zu bewerten. Demnach stehen in Spanien zurzeit nur elf landwirtschaftliche Anlagen und weitere fünf sind in Bau. Trotz des großen Potentials wird dieser Markt derzeit nur wenig weiterentwickelt. Anders sieht es im Bereich der Deponie- und Klärgasanlagen aus, dort ist 2010 eine Leistung von 167 MW_{el} installiert. Der Biogassektor soll in Spanien bis 2020 auf 400 MW_{el} ausgebaut werden. Portugal verfügt im erneuerbaren Energiesektor mit Wind-, Sonne- und Wasserkraft sehr viele Alternativen, entschloss sich dennoch auch den Biogassektor im Bezug auf die Stromerzeugung bis 2020, vor allem im Bereich der Abfallbehandlung auszubauen.

Unter den **nordischen** Ländern ist Schweden hinter Großbritannien das größte „Biogasland“, allerdings setzt es nicht auf die Stromerzeugung aus Biogas, sondern es werden hauptsächlich Wärme und Biomethan erzeugt. Nur etwa 5 % der gesamten Biogasproduktion wird zur Stromerzeugung verwendet und dies wird sich voraussichtlich bis 2020 auch nicht ändern. Finnland besitzt zwar mit 65 Anlagen viele Biogasanlagen, diese werden aber wiederum hauptsächlich zur Wärmeerzeugung genutzt. Dennoch werden auch im Bereich der Stromerzeugung bis 2020 rund 70 neue Anlagen hinzukommen. Dänemark besitzt mit 67 Anlagen ebenfalls sehr viele Kraftwerke und ist Spitzenreiter der nordischen Länder in Bezug auf die Stromerzeugung. In Dänemark ist auffallend, dass die meisten landwirtschaftlichen Biogasanlagen zentralisierte Anlagen sind, die demnach sehr hohe durchschnittliche elektrische Leistungen besitzen. Der Trend wird in Dänemark in Richtung landwirtschaftliche Projekte gehen und dort weiterhin in zentralisierte Anlagen. Neben der Stromerzeugung wird auch die Biomethanerzeugung bis 2020 deutlich zunehmen. Großbritannien ist zwar im europäischen Schnitt hinter Deutschland an zweiter Stelle, jedoch wird die Stromerzeugung aus Biogas laut dem großbritannischen Aktionsplan für Erneuerbare Energien (NREAP) bis 2020 zurückgehen. Grund dafür ist, dass einige Deponiegasanlagen nicht mehr betrieben werden und gleichzeitig die landwirtschaftlichen Projekte trotz des großen Potentials zu wenig vorangetrieben werden. Irland besitzt mit 33 Biogasanlagen, eine installierte elektrische Leistung von 62 MW_e, wovon die meisten Klär- und Deponiegasanlagen sind. Hier wird der Biogasstromerzeugungssektor bis 2020 gleich bleiben. Das größte Potential ist im Bereich der Landwirtschaft zu sehen. Irland investiert in den kommenden Jahren verstärkt in die Erdgaseinspeisung.

In den **baltischen** Biogasmärkten kann ebenfalls positiv in die Zukunft gesehen werden. Diese Märkte sind durch ihre Größe bedingt kleiner ausgebaut, jedoch wird zum Beispiel die Stromerzeugung aus Biogas in Lettland bis 2020 versechsfacht werden. In Litauen wird der Biogassektor ebenfalls ausgebaut werden. Dort ist mit einer Vervielfachung bis 2020 zu rechnen. Die derzeitigen Biogasanlagen im Baltikum sind ein Mix aus Deponiegas-, Klärgas-, Industriegas- sowie landwirtschaftlichen Anlagen. In Zukunft wird speziell der landwirtschaftliche Bereich ausgebaut werden.⁹

⁹ Quelle aus [1]

4 Investitionskosten einer Biogasanlage

Unter Investitionskosten versteht man die Ausgaben, die bei einer Anschaffung anfallen. Solche Anschaffung können im Allgemeinen Maschinen, Gebäude, Grundstücke etc. sein. Die Investitionskosten fließen in die Anlagenbuchhaltung ein und führen zu Veränderungen der Abschreibungen und stellen somit keine Kosten, sondern lediglich einen Aktivtausch in der Bilanz dar. Investitionen sind über längere Zeiträume ausgelegt, da etwa Maschinen oder Gebäude über mehrere Jahre genutzt werden.

In dieser Arbeit werden die Investitionskosten von Biogasanlagen in zwei Arten aufgeteilt. Im Kapitel 4.1 werden die Investitionen in die Systemblöcke Substratannahme, Fermenter, Gas- und Kraftwerkstechnik, Endlagerung sowie in den Block Planung und Genehmigung geteilt. Grundlage dieser Aufteilung stellen die Kalkulationsdaten des Wirtschaftlichkeitsrechners Biogas vom Kuratorium für Landschaftstechnik (KTBL) dar.¹⁰ Dieser Biogasrechner beinhaltet 45 Modellanlagen samt deren Investitionskosten. Im Kapitel 4.2 werden die Investitionskosten nach Anlagekomponenten und Baukosten aufgeteilt. Das bedeutet die Aufteilung nach den Sektoren Energietechnik, Technische Ausrüstung, Bau sowie Planung und Genehmigung. Diese Aufteilung findet sich in der Literatur am häufigsten wieder und wird dadurch für die weitere wirtschaftliche Betrachtung gewählt.

4.1 Kostenaufteilung nach Systemblöcken

Die Aufteilung der Investitionskosten nach Systemblöcken erfolgt nach Auswertung von 45 Modellanlagen in den elektrischen Anlagenleistungsbereichen von 50 – 800 kW.

Tabelle 1: Aufteilung der Investitionskosten in % nach Systemblöcken

Investitionskosten in %			
Systemblöcke	bis 150 kW	von 150-300 kW	von 300-800 kW
Kosten Substratannahme	14	12	12
Kosten Fermenter	36	35	36
Kosten Gas-Kraftwerkstechnik	27	32	30
Kosten Endlagerung	14	12	13
Kosten Planung und Genehmigungen	9	9	9

Wie Tabelle 1 und Abbildung 4 zeigen, fallen die höchsten Kosten beim Fermenter an. Abhängig von der jeweiligen Anlagenleistung belaufen sich diese zwischen 35 und 36 %. Die Gas- und Kraftwerkstechnik stellt mit 27 bis 32 % den zweitgrößten Kostenblock dar. Die

¹⁰ Quelle aus [7]

Investitionskosten für die Substratannahme belaufen sich bei den Modellanlagen zwischen 12 und 14 %, sowie entstehen Kosten des Blockes Endlagerung von 12 und 14 %, abhängig von der jeweiligen elektrischen Anlagenleistung. Die Planungs- und Genehmigungskosten werden bei allen Biogasanlagen mit rund 9 % angenommen.

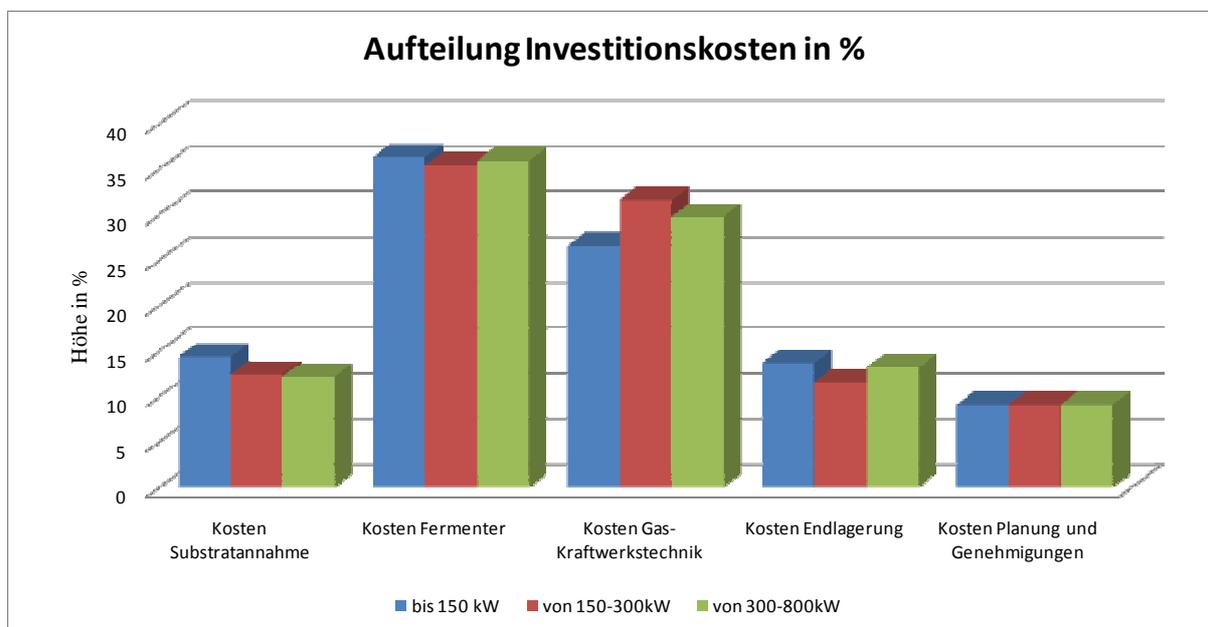


Abbildung 4: Aufteilung der Investitionskosten in % nach Systemblöcken

4.1.1 Kosten der Substratannahme

Dieser Kostenblock enthält sämtliche Kosten, die bei der Substratannahme anfallen. Im Wesentlichen wird unterschieden, ob die Anlage flüssige oder feste Stoffe verwendet. Für die feste Substratannahme können Kosten für Annahmebehälter, Einwurfschacht, Kosten des Traktors bei der Annahme, Kosten des Frontladers, Feststoffeingabe Mischwagen, Presskolben, Schneidetechnik, Einspülsysteme, Vorlagebehälter, Einspeisung über Futtermischwagekorpus, mechanische Rührwerke, Tauchmotorpumpen, Leckerkennung Rundbehälter, Zerkleinerungsanlage anfallen. Die flüssige Substratannahme beinhaltet die Kosten Einmischtechnik, Vorgrube, Tauchmotorpumpen, Leckerkennung Vorgrube, Lagertank für Fette, Einspülschacht, Drehkolbenpumpe, mechanisches Rührwerk, Kosten der Hygienisierung, Güllezufuhr aus Vorgrube.

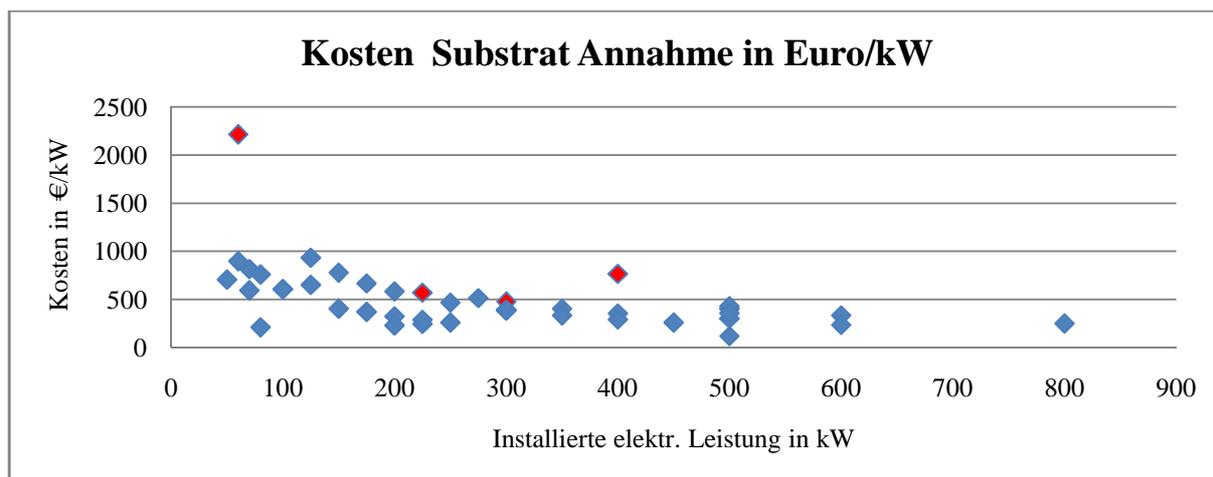


Abbildung 5: Kosten der Substratannahme der verwendeten Biogasanlagen

Die Abbildung 5 zeigt die Kosten der Substratannahme der Modellanlagen in €/kW. Wie sich zeigt, bewegen sich diese Kosten zwischen ca. 200 und 2300 €/kW. Die Biogasanlagen, die in der Abbildung rot eingezeichnet sind, sind jene Anlagen, die hygienisch bedenkliche Substrate, wie beispielsweise Speisereste, zusätzlich einsetzen. Die dadurch zusätzlich notwendige Hygienisierung bringt Mehrkosten bei der Substratannahme mit sich und sind demnach teurer.

4.1.2 Kosten des Fermenters

Die Kosten des Fermenters beinhalten Positionen wie Rührwerk, Reaktorheizung, Isolierungen, Gasspeicher, Stahlfermenter oder Betonfermenter, Leckerkennung, Gashaube, Gaslager als Behälterabdeckung, Fermentergrundausrüstung, Behälterabdeckung, Tiefenbehälter aus Beton oder auch Entschwefelung Luftzufuhr.

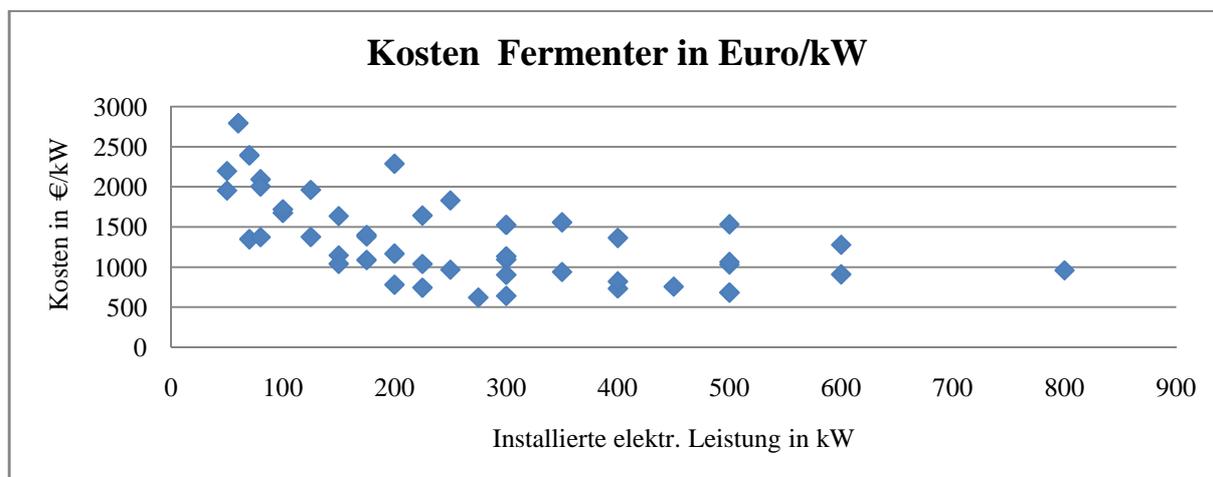


Abbildung 6: Kosten des Fermenters der Modellanlagen

Wie aus Abbildung 6 ersichtlich, schwanken die Kosten für den Fermenter auf Grund der unterschiedlichen Bauvarianten bei den Modellanlagen sehr stark. Demnach befinden sich

diese Kosten zwischen 600 und 2800 €/kW. Es lässt sich weiters erkennen, dass mit zunehmender Leistung die Kosten für den Fermenter sinken.

4.1.3 Kosten der Gas- und Kraftwerkstechnik

Dieser Block umfasst alle Kosten, die rund um das BHKW anfallen. Grundsätzlich unterscheidet man danach welchen Motor die Biogasanlage verwendet.

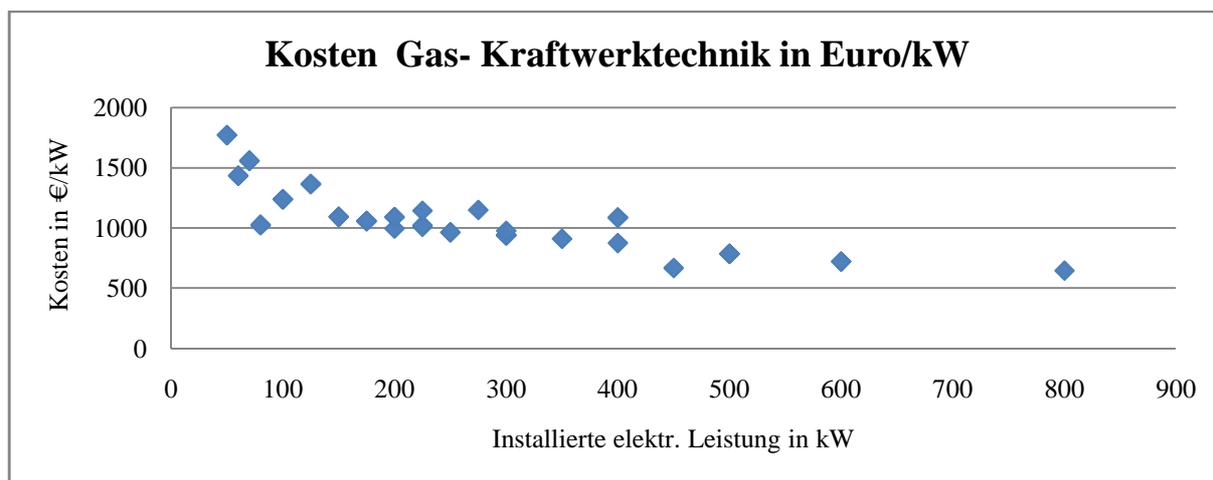


Abbildung 7: Kosten für Gas- und Kraftwerkstechnik der Modellanlagen

Zündstrahlmotoren werden bis zu elektrischen Anlagenleistungen bis ca. 300 kW verwendet. Ab diesen elektrischen Leistungen werden ausschließlich Gas-Otto Motoren verwendet, da ab dieser Leistung die Vorteile von Gas-Otto-Motoren gegenüber Zündstrahlern überwiegen. Des Weiteren lassen sich Kosten für Netzanschluss, Entschwefelung der Luft, Abfackelanlage, Kondensatabscheider, Generator, Mess- und Regelungstechnik, zentrale Steuerung Biogasanlage über Teleservice, SMS Alarmierung, etwaiger Containerblock diesem Block zuteilen. Abbildung 7 stellt die Kosten der Gas- und Kraftwerkstechnik der Modellanlagen dar. Diese Kosten variieren sehr stark bezogen auf die Anlagenleistungen. Speziell im niedrigen Leistungsbereich fallen sehr hohe Investitionskosten (bis 1800 €/kW) an.

4.1.4 Kosten der Restlagerung

In diesem Block lassen sich Kosten für Betonbehälter, gasdichte Abdeckung, mechanische Rührwerke, Zeltdach, Beton Tiefenbehälter, Substratleitungen und Gashaube zusammenfassen. Abbildung 8 stellt die Kosten der Restlagerung der Modellanlagen dar. Wie sich zeigt, belaufen sich die Kosten der Restlagerung zwischen ca. 300 und 800 €/kW.

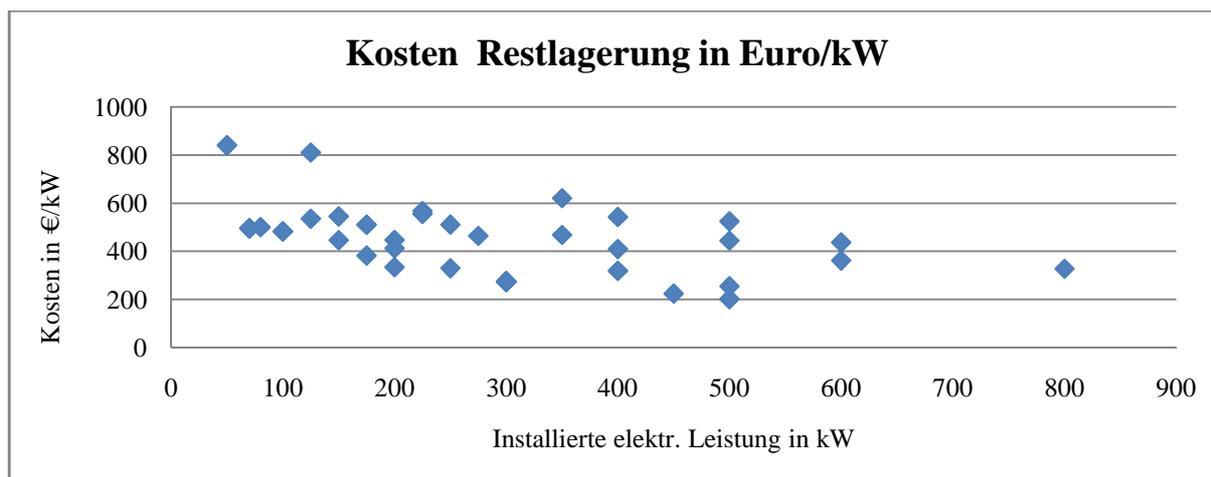


Abbildung 8: Kosten der Restlagerung der Beispielanlagen

4.1.5 Kosten der Planung und Genehmigung

In den Planungs- und Genehmigungsblock fallen die gesamten Kosten der Anlagenplanung, Kosten der Statik, Baustelleneinreichung, Bauleitung, Machbarkeitsstudien sowie die Kosten der Genehmigung der Anlage, etwa Umweltverträglichkeitsprüfungen. Die Kosten für Planung und Genehmigung werden unabhängig von den elektrischen Anlagenleistungen mit ca. 9 % angenommen.

4.2 Kostenaufteilung nach Anlagenkomponenten und Baukosten

Diese Kostenaufteilung spaltet die Investitionskosten nach Anlagenkomponenten und Baukosten auf. Die Aufteilung erfolgte in die Blöcke Bau, Energietechnik, technische Ausrüstung sowie Planung und Genehmigung und wurde wie die nachstehende Tabelle 2 sowie Abbildung 9 zeigt in Prozent bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten zugeteilt.¹¹ Die genaue Erklärung der einzelnen Systemblöcke folgt in Kapitel 4.2.1 bis 4.2.4.

Tabelle 2: Anteil der Kostenblöcke an der Gesamtinvestition in % [4]

Investitionskosten in % von den Gesamtinvestitionskosten			
Kostenblöcke	bis 150 kW	von 150-300 kW	von 300-800 kW
Bau	31	33	35
Energietechnik	32,5	31,5	30,5
Technische Ausrüstung	28,5	26	24
Planung und Genehmigung	8	9,5	10,5

Die Kosten des Blocks Bau bewegen sich abhängig von den elektrischen Anlagenleistungen zwischen 31 und 35 % und ist somit bei den Anlagen ab 150 kW der größte Kostenfaktor.

¹¹ Quelle aus [4]

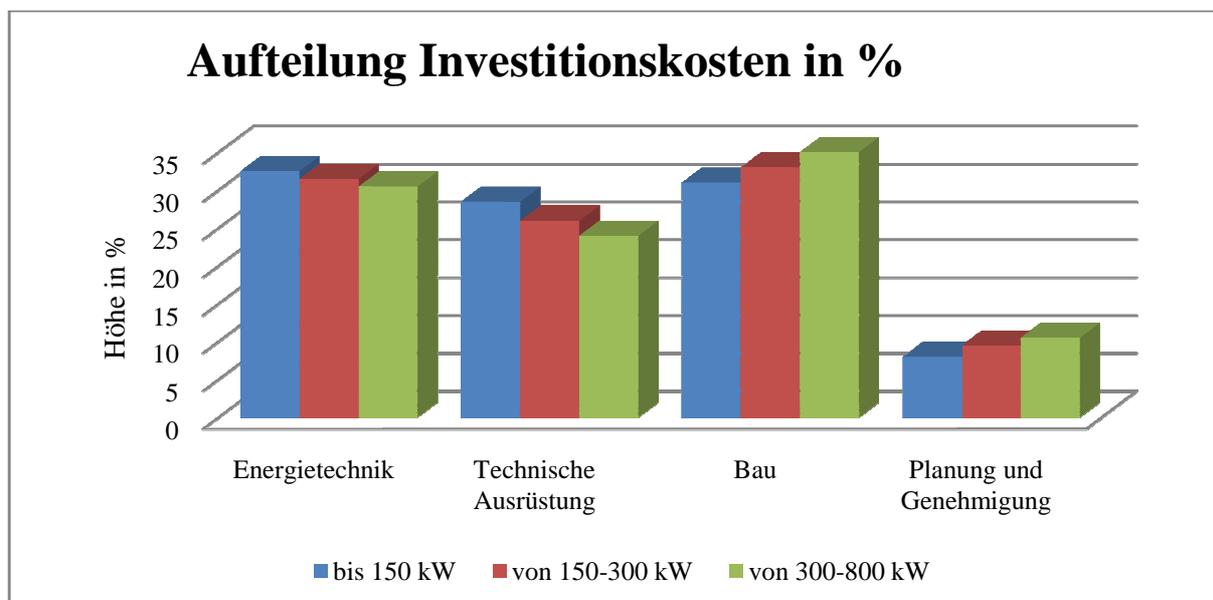


Abbildung 9: Aufteilung der Investitionskosten in % nach Anlagenkomponenten und Baukosten [4]

Bis zu einer Anlagenleistung von 150 kW stellt der Kostenblock Energietechnik mit 30,5 bis 32,5 % den größten Kostenverursacher dar. Für die technische Ausrüstung ergeben sich abhängig von der jeweiligen elektrischen Leistung Kosten bezogen auf die Gesamtinvestitionskosten von 24 bis 28,5 %. Die Kosten für Planung und Genehmigung nehmen mit zunehmender Leistung zu und betragen zwischen 8 und 10,5 % an den Gesamtinvestitionen.

4.2.1 Kostenblock Bau

Der Kostenblock Bau beinhaltet sämtliche Leistungen der Erdarbeiten sowie des Bauwesens. Einen großen Teil der Kosten dieses Blockes nimmt der Bau des Fermenters ein. Zu den Fermenterkosten zählen etwa Fundament, Wärmedämmung, Fermenter Grundausstattung, Abdeckungen, Abdichtungen, Gas- und Substratleitungen, Leitungsgräben. Weitere Kosten in diesem Block entstehen durch Gebäude für BHKW, eventuell vorhandene Gärrestlager und Gasspeicher.

4.2.2 Kostenblock Energietechnik

Der Kostenblock Energietechnik fasst alle Kosten zusammen, welche in Zusammenhang mit der Energietechnik anfallen, wie Kosten des verwendeten Motors (Gas-Otto-Motor, bzw. Zündstrahlmotor), Schalldämpfer, Notaggregate, Notkühlung, Verkabelungen, Befahrungseinrichtungen für Zündöl bei Verwendung von Zündstrahlmotoren.

4.2.3 Kostenblock Technische Ausrüstung

In diesem Kostenblock sind alle Kosten der technischen Ausrüstung enthalten. Zu diesem Block gehören die Aggregate der Substratannahme, Aufbereitung und Einbringung des Substrates. Es wird bei der Substratannahme zwischen festen und flüssigen Stoffen unterschieden. Zu dieser Substratannahme zählen Pumpen, Schneidmischer, Hygienisierungseinrichtungen und die Fest-Flüssig-Trennung. Neben den Kosten der Substratannahme fallen in diesen Block noch Kosten der Fermenterbeheizung, der Rührwerkstechnik, sämtliche Elektrotechnik und Mess-Steuerung-Regelungstechnik-Kosten, sowie die Kosten der Gasreinigung und Gasaufbereitung an.

4.2.4 Kostenblock Planung und Genehmigung

In den Planungs- und Genehmigungsblock fallen die gesamten Kosten der Anlagenplanung, Kosten der Statik, Baustelleneinreichung, Bauleitung, Machbarkeitsstudien sowie die Kosten der Genehmigung, wie etwa Umweltverträglichkeitsprüfungen.

4.3 Spezifische Investitionskosten

Die spezifischen Investitionskosten sind Kosten, die den gesamten Investitionsaufwand bezogen auf die elektrische Leistung einer Anlage darstellen. Sie werden in €/kW angegeben und dienen als Vergleichsgrundlage zwischen den unterschiedlichen Anlagen. Die nachstehende Grafik zeigt die einzelnen spezifischen Investitionskosten der verwendeten Anlagenbeispiele.

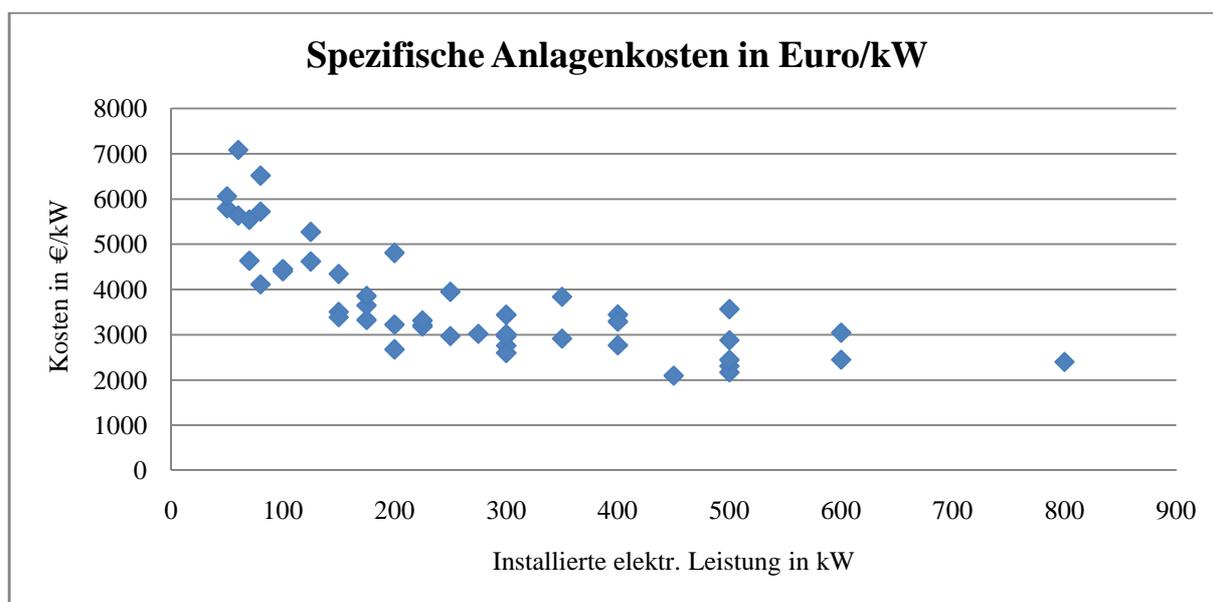


Abbildung 10: Spezifische Investitionskosten der Beispielanlagen

Wie in dieser Abbildung 10 sehr deutlich erkennbar, unterliegen die spezifischen Investitionskosten einer Degression bezogen auf die Anlagenleistung. Speziell im kleinen Leistungsbereich bis 150 kW fallen Investitionskosten von 3500 €/kW bis 7000€/kW an, was einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit dieser Anlagen darstellt.

5 Wirtschaftlichkeit einer landwirtschaftlichen Biogasanlage

Die Wirtschaftlichkeit jeder Biogasanlage muss bei der Planung bzw. beim Bau immer als oberstes Ziel angesetzt werden, da sonst die Realisierung einer Anlage keinen Sinn machen würde. Dies bedeutet in weiterer Folge, dass der finanzielle Nutzen über dem eingesetzten Kapital stehen muss (Abbildung 11). Das heißt, dass das geplante Projekt nur dann als wirtschaftlich erfolgreich eingestuft werden kann, wenn das eingesetzte Kapital eine ausreichende Verzinsung mit sich bringt, sowie die Anschaffungszahlungen zurückgewonnen werden. Die Darstellung der Wirtschaftlichkeit einer Anlage, genauer gesagt der Vergleich von Kosten und Nutzen stellt sich als sehr komplex dar, da diese von sehr vielen und unterschiedlichen Faktoren abhängen. Zu diesen Einflussfaktoren zählen beispielsweise Stromvergütungssätze, Investitionskosten, Personalkosten, Wartungskosten, energetischer Wirkungsgrad, Methangehalt, Substratkosten, Versicherungen, Anlagengröße etc.

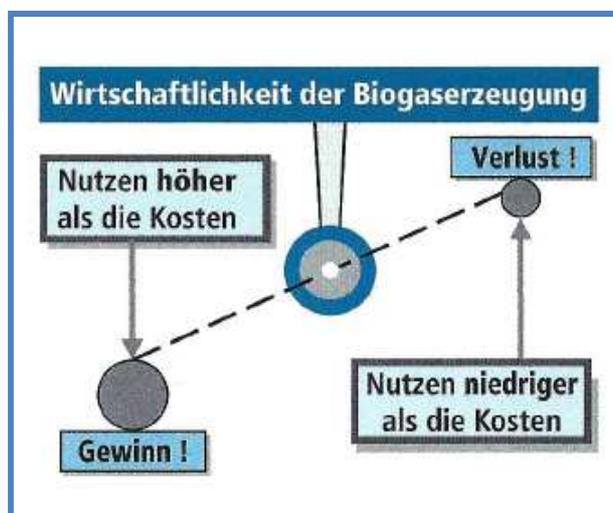


Abbildung 11: Wirtschaftlichkeit einer Biogaserzeugung [2]

Dieses Kapitel soll diese Kosten-Nutzen Rechnung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen unterschiedlicher Größe darstellen. Dafür wurden mit Hilfe des Wirtschaftlichkeitsrechners Biogas des Kuratoriums für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft¹², zehn unterschiedliche Biogasanlagen miteinander auf deren Wirtschaftlichkeit untersucht. Bei den

¹²Quelle aus [7]

verwendeten Anlagen handelt es sich ausschließlich um Modell- und nicht um tatsächlich realisierte Anlagen. Annahmen, die notwendig sind um eine solche Rechnung durchführen zu können, wurden anhand des Buches Biogas Praxis¹³, aus dem Leitfaden Biogas¹⁴ sowie dem Endbericht Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebauter Biomasse¹⁵ entnommen.

5.1 Darstellung der Beispielanlagen

In den letzten Jahren haben sich viele unterschiedliche Biogasanlagen am Markt etabliert, die sehr große Unterschiede aufweisen. Die Anlagenleistungen haben sich in den letzten Jahren immer weiter erhöht, wodurch Biogasanlagen von einer elektrischen Leistung von 50 kW bis hin zu Leistungen von über 1 MW in Betrieb sind. Aus diesem Grund wurden zehn landwirtschaftliche Biogasmodellanlagen mit unterschiedlichen Leistungen miteinander auf deren Wirtschaftlichkeit verglichen. Bei den verwendeten Anlagen handelt es sich um landwirtschaftliche Anlagen, die alle im Nassvergärungs-Verfahren geführt werden. Weiters werden die Beispielanlagen in Kofermentation, d.h. die gemeinsame Vergärung von Tierexkrementen (Gülle, Mist etc.) sowie Biomasse geführt. Die nachstehende Tabelle 3 zeigt die Investitionskosten der einzelnen Blöcke sowie Gesamtinvestitionskosten und spezifische Investitionskosten in €/kW von den verwendeten Beispielanlagen.

Tabelle 3: Investitionskosten der Modellanlagen

Kosten der Modellanlagen in €						
Kostenblöcke	Bau	Energietechnik	TA	P&G	Gesamtinvestitionskosten	spez. Investitionskosten
Bsp1: (50 kW)	89835	94182	82590	23183	289791	5796
Bsp2: (60 kW)	104808	109879	96356	27047	338091	5635
Bsp3: (60 kW+Hyg.)	131747	138122	121122	33999	424991	7083
Bsp4: (100 kW)	138006	144684	126877	35614	445181	4452
Bsp5: (175 kW)	192223	183486	151448	55337	582494	3329
Bsp6: (300 kW)	298088	284539	234857	85813	903298	3011
Bsp7: (350 kW)	357037	311133	244826	107111	1020107	2915
Bsp8: (600 kW)	639741	557489	438680	191922	1827832	3046
Bsp9: (500 kW)	503938	439146	345558	151181	1439823	2880
Bsp10: (800 kW)	672081	585671	460856	201624	1920232	2400

¹³ Quelle aus [2]

¹⁴ Quelle aus [3]

¹⁵ Quelle aus [4]

Tabelle 4: Technische und verfahrenstechnische Parameter der Modellanlagen 1-5, [2],[3],[3],[7]

Parameter der Beispielanlagen					
Verwendete Beispielanlagen	Bsp.1	Bsp.2	Bsp.3	Bsp.4	Bsp.5
Fermentertemperatur	Mesophil, zwischen 30 und 45°C				
Hygienisierung	keine	keine	vorhanden	keine	keine
Kofermentation	Gülle/Mais	Gülle/Mais	Gülle/ Speisereste	Mais/Gras/Getreide	Gülle/Mais
Zukauf Maissilage in t/a	0	0	0	0	0
Maissilage Gesamt in t/a	1000	500	0	1500	3000
Grassilage in t/a	0	0	0	200	0
Rindergülle in t/a	0	4800	1200	0	3500
Schweinegülle in t/a	500	0	0	0	0
Getreidekörner, zerkleinert in t/a	0	0	0	100	0
Speisereste in t/a**	0	0	2000	0	0
Gesamtsubstratmenge in t/a*	1500	5300	3200	1800	6500
Installierte elektr. Leistung in kW	50	60	60	100	175
Brutto-Fermentervolumen in m ³	450	900	900	1300	1500
Elektrischer Wirkungsgrad in %	30	31	31	32	32
Thermischer Wirkungsgrad in %	55	52	52	51	51
Art des Motors im BHKW	Zündstrahlmotor	Zündstrahlmotor	Zündstrahlmotor	Zündstrahlmotor	Zündstrahlmotor
Volllaststunden des BHKW	7700				
Erzeugte Strommenge in kWh/a	372997	458470	459894	749518	1337005
Erzeugte Wärmemenge in kWh/a	683827	769046	771434	1194544	2138851
Methangehalt des Gases in % (Mittelwert)	52,4	52,2	59,4	52,3	52,1
Faulraumbelastung in kg oTS/m ³ · d	2,5				
* Substratmengenverluste werden vernachlässigt ** nicht hygienisiert angeliefert					

Tabelle 5: Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen 6-10, [2],[3],[3],[7]

Parameter der Beispielanlagen					
Verwendete Beispielanlagen	Bsp.6	Bsp.7	Bsp.8	Bsp.9	Bsp.10
Fermentertemperatur	Mesophil, zwischen 30 und 45°C				
Hygienisierung	keine	keine	keine	keine	keine
Kofermentation	Gülle/Mais/Gras	Gülle/Mais	Gülle/Mais/Gras	Gülle/Mais/Gras	Gülle/Mais
Zukauf Maissilage in t/a	0	3200	7800	4500	10500
Maissilage Gesamt in t/a	4900	6700	7800	4500	10500
Grassilage in t/a	1000	0	1800	7500	0
Rindergülle in t/a	2500	3200	0	0	7300
Schweinegülle in t/a	0	0	4500	4400	0
Speisereste in t/a**	0	0	0	0	0
Speisereste in t/a**	0	0	0	0	0
Gesamtsubstratmenge in t/a*	8400	9700	14100	16400	17800
Installierte elektr. Leistung in kW	300	350	500	600	800
Brutto-Fermentervolumen in m ³	4000	3000	3900	3400	3400
Elektrischer Wirkungsgrad in %	35	35	35	36	36
Thermischer Wirkungsgrad in %	51	50	48	48	48
Art des Motors im BHKW	Gas-Otto-Motor	Gas-Otto-Motor	Gas-Otto-Motor	Gas-Otto-Motor	Gas-Otto-Motor
Volllaststunden des BHKW	7700				
Erzeugte Strommenge in kWh/a	2273700	2660392	3820498	4612791	6147144
Erzeugte Wärmemenge in kWh/a	3313106	3800561	5200122	6150388	7565715
Methangehalt des Gases in % (Mittelwert)	52,3	52,2	52,3	52,9	52,4
Faulraumbelastung in kg oTS/m ³ · d	2,5				
* Substratmengenverluste werden vernachlässigt ** nicht hygienisiert angeliefert					

Die Modellanlage drei verwendet zudem eine Hygienisierung. Eine Biogasanlage, die als Substrat hygienisch bedenkliche Stoffe verwendet, müssen diese einer einmaligen Aufheizung unterzogen werden (EG 1774/2002)¹⁶. Durch diesen zusätzlichen Investitionsaufwand ist die Anlage drei, mit spezifischen Investitionskosten von 7083 €/kW, die teuerste untersuchte

¹⁶ Quelle aus [2]

Anlage. Die Tabellen 4 und 5 stellen die technischen und verfahrenstechnischen Parameter der verwendeten Modellanlagen dar. Die Vollaststunden wurden bei allen Anlagen mit 7700 Stunden pro Jahr angenommen.

5.2 Kostenanalyse

Die Kosten einer Biogasanlage lassen sich im Wesentlichen in fixe und variable Kosten aufspalten. Zu den fixen Kosten zählen alle investitionsabhängigen Kosten wie Versicherungen, Abschreibungen und Zinsen. Zu den variablen Kosten sind Kosten für Substrate, Betriebsmittel, sonstige anfallende Kosten, Wartungskosten, Reparaturkosten, Personalkosten, Kosten des Prozessstromes und sonstige Betriebsstoffe zu zählen.

5.2.1 Fixe Kosten

Versicherungen

In diese Kosten fallen jegliche Versicherungen, die im Zusammenhang mit einer Biogasanlage abgeschlossen werden. Zu diesen gehören Betriebshaftpflichtversicherungen, Betriebsausfallversicherungen sowie Sachversicherungen, etwa gegen Feuer. Bei den im Modell verwendeten Anlagen wird für etwaige Versicherungen 0,5 % von der Gesamtinvestitionssumme veranschlagt.

Abschreibungen

Abschreibungen erfassen im betrieblichen Rechnungswesen die planmäßigen und außerplanmäßigen Wertminderungen von Vermögensgegenständen. Im verwendeten Modell wird zwischen Umlaufvermögen und Anlagevermögen nicht unterschieden. Diese Abschreibungen sind bauteilbezogen und sind steuerrechtlich in der Absetzung für Abnutzung, kurz AfA, dargestellt. Die baulichen Anlagen werden im verwendeten Modell mit den aus Tabelle 3 zugeordneten Investitionskosten veranschlagt und auf 20 Jahre abgeschrieben. Der Kostenblock technische Ausrüstung wird mit den aus Tabelle 3 zugeordneten Investitionskosten veranschlagt und auf 10 Jahre abgeschrieben. Der Kostenblock Energietechnik wird, abhängig davon, welcher Motor verwendet wird, separat abgeschrieben. Werden Zündstrahlmotoren verwendet, werden diese auf 4,5 Jahre abgeschrieben. Handelt es sich um Gas-Otto Motoren werden diese auf 8 Jahre abgeschrieben. Werden Zündstrahlmotoren verwendet, fallen zusätzlich noch Kosten für das benötigte Zündöl an, welche bei den variablen Kosten zu berücksichtigen sind. Der

Kostenblock Planung und Genehmigung wird im verwendeten Modell mit den aus Tabelle 3 zugeordneten Investitionskosten veranschlagt und auf 20 Jahre abgeschrieben.

Zinsen

Zinsen sind Kosten, die durch Fremdfinanzierungen entstehen. Beim verwendeten Modell wird angenommen, dass 50 % der Gesamtinvestitionssumme in Form von Darlehen mit 6 % verzinst werden.

5.2.2 Variable Kosten

Instandsetzung der Technik

Bei den Kosten der Instandsetzung der Technik wurden jene Kosten berücksichtigt, welche zur Instandsetzung der Technik sowie für die Instandhaltung der Baukörper benötigt werden. Für die Instandsetzung der Technik wurden die Investitionskosten des Kostenblocks technische Ausrüstung verwendet (Tabelle 3) und von diesen 3 % veranschlagt. Für die Instandhaltung der Baukörper wurden die Investitionskosten des Kostenblocks Bau verwendet (Tabelle 3) und von diesem 2 % veranschlagt.

Reparatur/Wartung

Hier werden jene Kosten berücksichtigt, welche für Reparatur und Wartung anfallen. Für die Reparaturkosten wird 2 % des Kostenblocks Bau und für die Wartungskosten 3 % des Kostenblocks Technik der in Tabelle 3 dargestellten Investitionskosten veranschlagt.

Lohnkosten

Dieser Posten beinhaltet die jährlichen Kosten des benötigten menschlichen Arbeitsaufwandes, für die Bedienung der Anlage, für Dokumentationen und für das Substratmanagement. Diese Kosten hängen sehr stark vom Automatisierungsgrad und der Größe der Anlage ab und werden im verwendeten Modell in 5 Arbeitskraftstunden(Akh)/kW und Jahr angenommen. Der Stundenlohn wird mit 15 €/Akh angesetzt.

Substratkosten

Unter den Substratkosten versteht man jene Kosten, die beim Zukauf von Substraten entstehen sowie Kosten der Substratbereitstellung durch die Bewirtschaftung der eigenen Anbauflächen. Diese hängen wiederum davon ab, welche Substrate generell in der Biogasanlage verwendet werden. Wird rein Gülle vergoren werden höchstwahrscheinlich keine zusätzlichen Kosten anfallen. Zusätzliche Kosten fallen hauptsächlich bei Verwendung von nachwachsende Rohstoffen und dort vor allem in großen Anlagen im Bereich von 300-1.500 kW an, da dort die benötigten Anbauflächen meistens nicht mehr vorhanden sind. Kleinere Biogasanlagen verfügen über die Anbauflächen für benötigte nachwachsende Rohstoffe und können dadurch Kosten einsparen. Jedoch fallen auch hier Kosten für die Substratbereitstellung an. Diese beinhalten etwa bei Maissilage Kosten für Saatgut, Hagelversicherungen, Handelsdünger, Pflanzenschutz, variable Maschinenkosten und Siloanstrich. Im verwendeten Modell wurden für Maissilage 956 €/ha angenommen. Grundlage dieser Annahme stellen die „Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung 2008“ (Anhang) dar. Die Kosten für die Bereitstellung von Grassilage wurden mit 679 €/ha angenommen (Anhang).¹⁷ Die nachstehende Tabelle 6 zeigt die im Modell verwendeten Substrate mit den Marktpreisen.^{18 19}

Tabelle 6: Verwendete Substrate mit dazugehörigen Marktpreisen [7], [9]

Substrate	Zukaufspreis €/t FM	Entsorgungserlöse in €/FM
Rinder- und Schweinegülle	0	0
Maissilage	31	0
Getreidekörner	120	0
Grassilage	34	0
Speisereste, mittlere Fettgehalte	0	25

Des Weiteren werden die wichtigsten Eigenschaften wie Trockensubstanz (TS), organische Trockensubstanz (oTS) sowie deren Biogas- und Methanerträge der Substrate benötigt, um etwa jährliche Substratgesamtmengen, tägliche Methanproduktion und jährliche Substratkosten in einer Anlage abzuschätzen. Die nachstehende Tabelle 7 enthält die wichtigsten Eigenschaften der in den Modellanlagen verwendeten Substrate.^{20 21}

¹⁷ Quelle aus [8]

¹⁸ Quelle aus [9]

¹⁹ Quelle aus [7]

²⁰ Quelle aus [6]

²¹ Quelle aus [7]

Tabelle 7: Eigenschaften der verwendeten Substrate [6], [7]

Substrateigenschaften						
Verwendete Substrate	TS in % i.d. FM	oTs in % i.d.TM	Methangehalt in %	oTS- Ertrag/t	Biogasertrag	Methanertrag
					In l/kg oTM	
Rindergülle	10	80	55	80	380	209
Schweinegülle	6	80	60	48	420	252
Maissilage	33	95	52	313,5	650	338
Getreidekörner	87	97	52	843,9	730	379,6
Grassilage	35	90	53	315	600	318
Speisereste	16	87	60	139,2	680	408

Hygienisierungskosten

Unter Hygienisierungskosten versteht man Kosten, die anfallen, wenn eine Biogasanlage mit Substraten beschickt wird, die der Hygieneverordnung EG 1774/2002 unterliegen und somit hygienisiert werden müssen. Genauer bedeutet dies, dass vor der Einbringung solcher Substrate in den Fermenter, diese eine gewisse Zeit bei einer bestimmten Temperatur aufzuheizen sind, um Erreger abzutöten.²² Im verwendeten Modell wurden bei Anlage 3 diese Hygienisierungskosten berücksichtigt, was zu einer Erhöhung der Investitionskosten führt. Im Anhang befindet sich ein Auszug der hygienepflichtigen Materialien.

Betriebsmittel

Dieser Posten beinhaltet Kosten für Betriebsmittel und Betriebsstoffe wie zum Beispiel Schmierstoffe, Motoröle, Filter usw. sowie die Kosten der Entsorgung dieser Filter und Öle. Bei den verwendeten Modellanlagen wurden diese nach der elektrischen Leistung aufgespalten. Demnach wurden die Kosten der Betriebsmittel für Anlagen bis 150 kW auf 1500 €/Jahr, für Anlagen von 150-300 kW auf 2500 €/Jahr und für Anlagen von 300-800 kW auf 4000 €/Jahr angesetzt.

Zündölkosten

Zündölkosten sind spezielle Kosten, die anfallen wenn, im BHKW ein Zündstrahlmotor verwendet wird. Dieser Motor benötigt im Gegensatz zum Gas-Otto-Motor dieses Öl, das dem Gasgemisch während der Kompressionsphase in der Brennstoffkammer zugeführt werden muss, um die Zündung zu beschleunigen. Zündstrahlmotoren werden in Biogasanlagen bis zu einer elektrischen Leistung von ca. 300 kW eingesetzt, da sie in diesem Leistungssegment Vorteile gegenüber dem Gas-Otto-Motor aufweisen. Der Zündölverbrauch ist abhängig von der Größe des Motors und wird daher je kW in Liter/Tag angegeben und bei

²² Quelle aus [2]

der Berechnung auf 0,65 Liter/Tag je kW angenommen. Der Preis je Liter in Euro wird auf 70 €/Liter festgesetzt.

Kosten des Prozessstroms

Die Kosten des Prozessstromes beinhalten die Kosten des Stromverbrauchs, welchen die Anlage für den Eigenverbrauch benötigt. Da der Strom den die Biogasanlage erzeugt, am Markt einen höheren Gewinn lukriert, wird in der Praxis der Strom für den Eigenverbrauch zugekauft. Dieser Prozessstrom wird im Modell auf 8 % von der Gesamtstromerzeugungsmenge angesetzt. Die Kosten für den Netzstrom werden mit 10 €/kW angenommen.

Flächenkosten

Flächenkosten sind Kosten, die in Gemeinschaftsanlagen durch Pachtzahlungen anfallen. Diese Kostenpositionen werden bei den verwendeten Modellanlagen nicht berücksichtigt.

Sonstige Kosten

Diese sonstigen Kosten beinhalten noch zusätzliche Kosten, die in einer Biogasanlage anfallen können, wie zum Beispiel die Kosten für Transporte innerhalb von Gemeinschaftsanlagen oder etwa Kosten für zusätzliche Enzyme, die dem verwendeten Substrat zugeführt werden müssen. Weiters beinhaltet dieser Block Kosten, welche bei Laboranalysen anfallen. Bei den verwendeten Modellanlagen wurden diese bis zu einer Anlagenleistung von 175 kW mit 720 €/Jahr sowie für Anlagen bis 600 kW mit 1440 €/Jahr angesetzt. Für Anlagen ab 600 kW werden die sonstigen Kosten in der Höhe von 2.880 €/Jahr veranschlagt.²³

5.3 Ertragsanalyse

Die Ertragsanalyse fasst alle Erträge in einer Biogasanlage zusammen, wobei der Verkauf des elektrischen Stroms die Haupteinnahmequelle darstellt. Zu den Stromverkaufseinnahmen besteht die Möglichkeit die erzeugte Wärmemenge gewinnbringend zu verkaufen, jedoch ist das nur dann möglich, wenn geeignete Rahmenbedingungen gegeben sind, d.h. wenn ein Fernwärmenetz in nächster Umgebung vorhanden ist, in welchen die Wärme eingespeist werden kann bzw. Häuser, Wohnanlagen oder öffentliche Einrichtungen wie Schwimmbäder,

²³ Quelle aus [4]

Schulen sich in nächster Nähe von der Biogasanlage befinden. Weiters besteht die Möglichkeit, Entsorgungserlöse für Gärsubstrate zu erzielen und durch Gärrestverkauf einen Gewinn zu lukrieren. Erlöse durch Gärrestverkauf werden bei der Berechnung nicht berücksichtigt.

5.3.1 Stromverkauf

Wie bereits erwähnt, ist die Haupteinnahmequelle jeder landwirtschaftlichen Biogasanlage, welche zur Stromerzeugung herangezogen wird, der Stromerlös für den verkauften Strom. Diese Erlöse berechnen sich aus der erzeugten Strommenge pro Jahr in kWh mal der Stromvergütung, den die Regierungen der Länder durch die Gesetze z.B. das EEG in Deutschland bzw. das Ökostromgesetz in Österreich, gewähren.

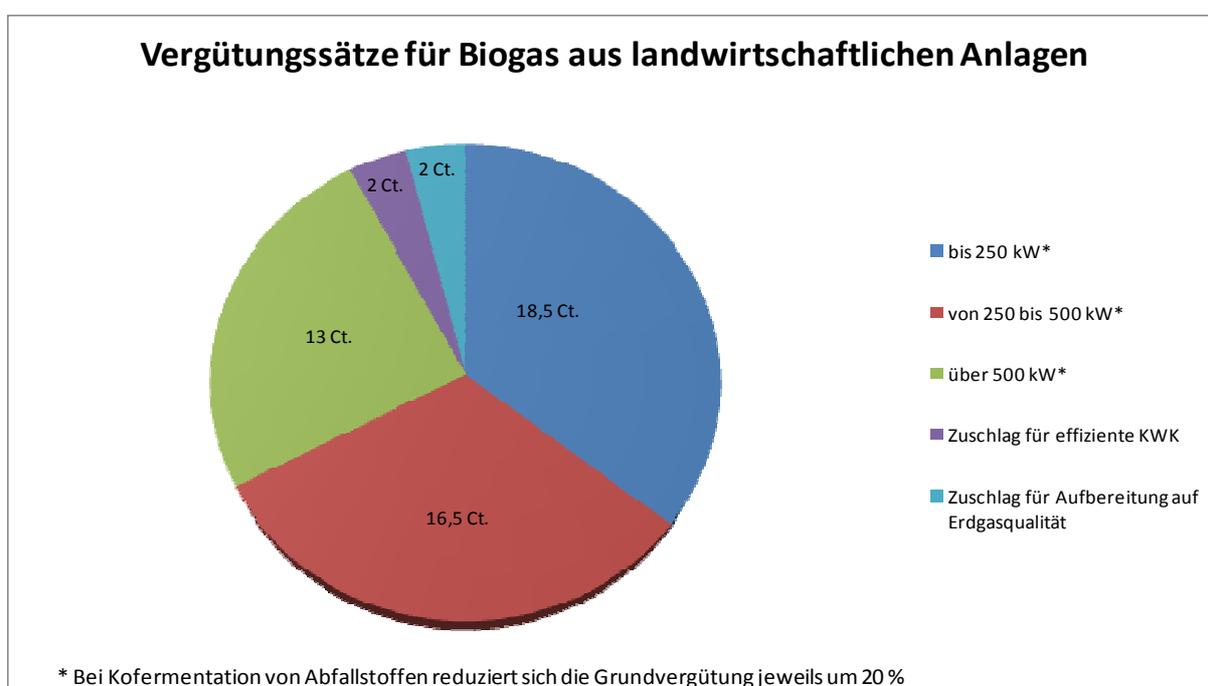


Abbildung 12: Vergütungssätze für Strom aus Biogas in Österreich [10]

Deutschland fördert die Stromerzeugung aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen in der Europäischen Union mit den höchsten Tarifsätzen. Aufgrund der enormen Unterschiede in dieser Fragestellung, wird die genaue Förderungsstruktur in der Europäischen Union in Kapitel 7 genauer erläutert. Abbildung 12 zeigt die aktuellen Vergütungssätze für Strom aus landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Österreich.

5.3.2 Wärmeverkauf

Ob Wärme verkauft werden kann hängt davon ab, ob Abnehmer im nahen Umfeld der betreffenden Biogasanlage vorhanden sind und ob ein Wärmenetz zur Einspeisung der

erzeugten Wärme zur Verfügung steht. In der Gewinn- und Verlustrechnung werden zunächst keine zusätzlichen Wärmeverkäufe angenommen. Die Auswirkungen, welche zusätzliche Wärmeverkäufe mit sich bringen, werden in weiterer Folge in der Sensitivitätsanalyse in Kapitel 6 untersucht.

5.3.3 Entsorgungserlöse

Eine weitere Einnahme erhalten Biogasanlagen mit Hygienisierungseinrichtungen, welche hygienisch bedenkliche Materialien in ihrer Anlage verwerten. Die Verwendung solcher biogener Reststoffe stellt sich als sehr günstig dar. Diese besitzen einen hohen Gas- sowie Methanertrag. Zudem können Entsorgungserlöse für diese Materialien lukriert werden. Die Preise solcher Substrate unterliegen sehr großen Schwankungen und wurden für Speisereste in dieser Berechnung mit 25 € pro Tonne angenommen.²⁴

5.4 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten sind jene Kosten, welche für die Energieumwandlung von einer Energieform in elektrischen Strom notwendig sind. Mit der Ermittlung dieser Stromgestehungskosten einer Stromerzeugungsanlage, die in €/ct/kWh angegeben werden, kann die Wirtschaftlichkeit untersucht sowie ein Vergleich zu anderen erneuerbaren Energietechnologien gezogen werden. Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt durch Division der Summe der jährlichen Aufwendungen (kapital-, bedarfs-, und betriebsgebundene Kosten) für den Anlagenbetrieb durch die jährlich produzierte Strommenge (Abbildung 13).

²⁴ Quelle aus [9]

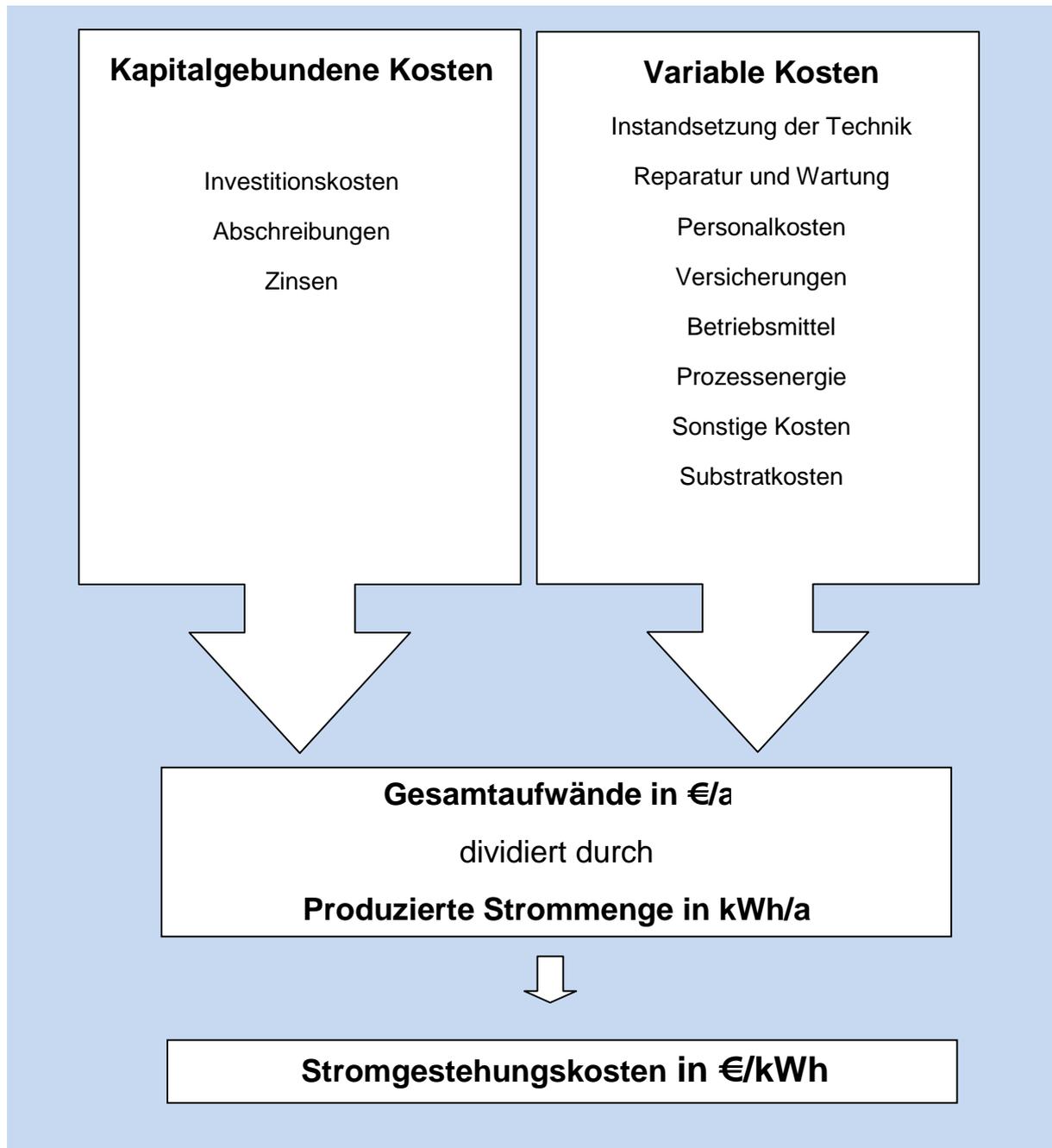


Abbildung 13: Schema zur Berechnung der Stromgestehungskosten

5.4.1 Stromgestehungskosten der verwendeten Biogasanlagen

Abbildung 14 stellt die Stromgestehungskosten der zehn verwendeten Modellanlagen dar. Die Stromgestehungskosten der Modellanlagen belaufen sich zwischen 11 und 25 €/kWh. Deutlich erkennbar sind die hohen Kosten der Anlagen im niedrigen Leistungssegment bis 175 kW. Grund dafür sind die hohen Investitionskosten dieser Anlagen.

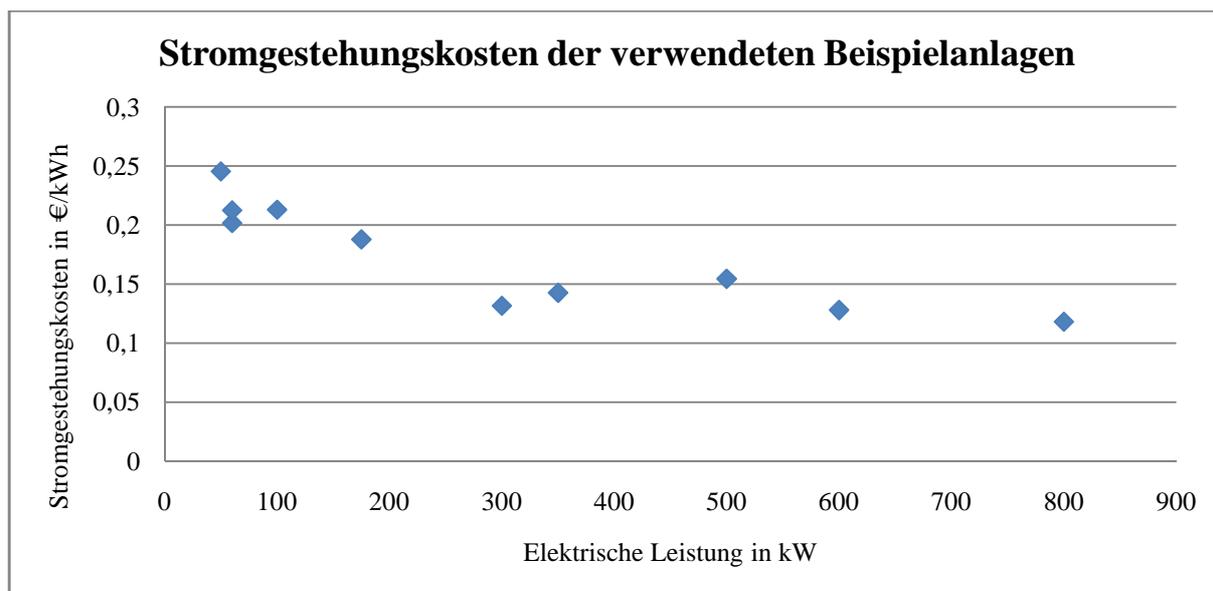


Abbildung 14: Stromgestehungskosten der Modellanlagen

5.4.2 Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Energieformen

Um die Biogastechnologie mit anderen Energieformen vergleichen zu können, wurde diese

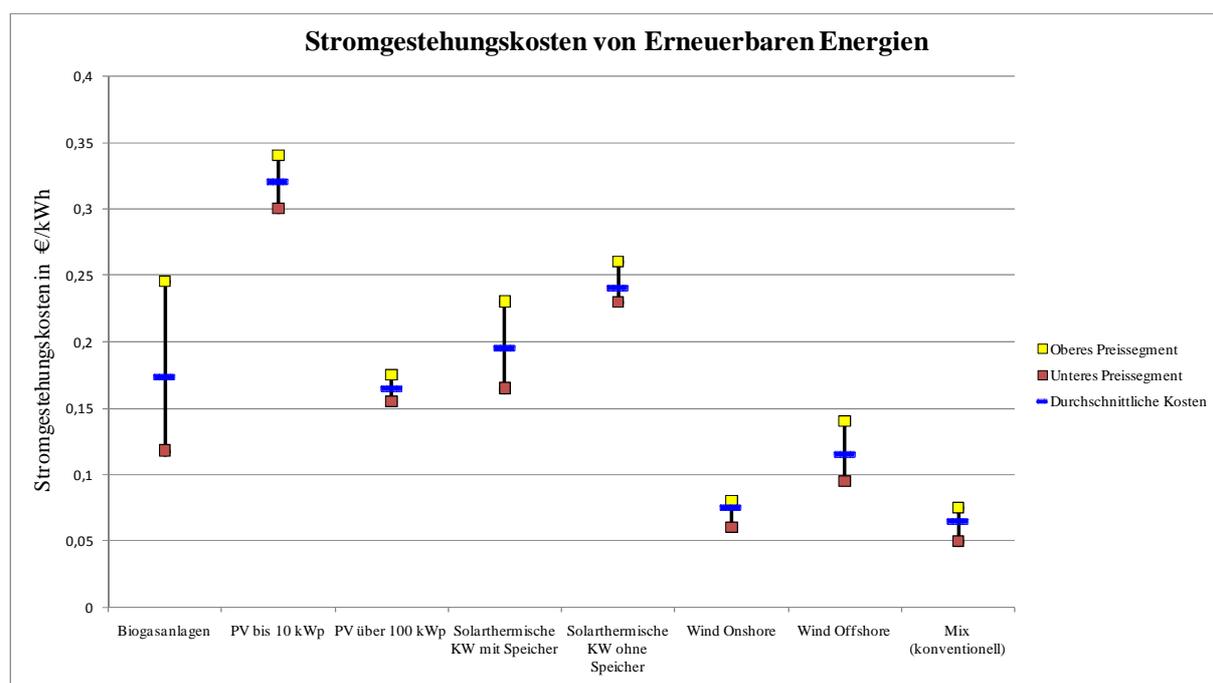


Abbildung 15: Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Energieformen [11]

mit der Studie „Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie“ vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE verglichen.²⁵ Wie Abbildung 15 zeigt, sind die Stromgestehungskosten von den Modellanlagen zwar im Mittel günstiger als Photovoltaikanlagen bis 10 kWp und solarthermische Kraftwerke, jedoch teurer als

²⁵ Quelle aus [11]

Windkraftwerke sowohl Onshore als auch Offshore. Im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken (nur fossile), sind die Stromgestehungskosten der verwendeten Biogasanlagen im Mittelwert um 10 €/kWh teurer.

5.5 Betriebs- und Jahresergebnis der Modellanlagen

Ziel jeder Anlage muss es sein, dass die eingesetzte Arbeit ausreichend entlohnt wird sowie das eingesetzte Kapital zurückgewonnen wird. Die Berechnung der Stromgestehungskosten alleine gibt noch keinen Aufschluss darüber, ob die Anlage am Jahresende ein positives Betriebsergebnis aufweist. Dies hängt bei Biogasanlagen von den Erlösen, wie gewährten Einspeisevergütungen und der zusätzlich verkauften Wärmemenge ab. Es wird vorerst angenommen, dass keine Modellanlage zusätzlich Wärme verkauft. Die folgenden Tabellen 8 und 9 stellen den beim Betrieb der Modellanlagen zu erwartenden Erfolg im Betriebsergebnis dar. Die Modellanlage 1 und 2 erzielen trotz der hohen Einspeisevergütung von 18,5 €/kWh ein deutlich negatives Ergebnis, was durch die hohen spezifischen Investitionskosten von 5795 €/kW bzw. 5634 €/kW zu begründen ist. Die Modellanlage 3 erzielt trotz den höchsten spezifischen Investitionskosten von 7083 €/kW dennoch mit knapp 20.000 € ein positives Betriebsergebnis. Die gewährte Vergütung von 18,5 €/kWh verringert sich zwar bei dieser Anlage auf Grund der Fermentation von Abfallstoffen um 20 % auf 14,8 €/kWh, erhält jedoch einen Entsorgungserlös von 25 Euro pro Tonne Speisereste, was schlussendlich zum positiven Jahresergebnis führt. Die Modellanlage 4 erzielt ein negatives Ergebnis mit knapp 21.000 Euro. Das negative Jahresergebnis ist ähnlich den Modellanlagen 1 und 2 auf die hohen spezifischen Investitionskosten und die dadurch entstehenden hohen Stromgestehungskosten zurückzuführen. Die Modellanlage 5, mit 175 kW installierter Leistung, erzielt trotz geringeren Stromgestehungskosten als die bisherigen Modelle ebenfalls mit einem Minus von rund 3700 Euro ein negatives Betriebsergebnis.

Zusammenfassend sind die Anlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 175 kW, ausgenommen Modell 3, ohne ein funktionierendes Wärmekonzept trotz hohen gewährten Einspeisetarifen und mit Eigenaufbringung der Substrate dennoch nicht gewinnbringend zu betreiben.

Tabelle 8: Gewinn- Verlustrechnung der Modellanlagen 1-5

Kosten Nutzenrechnung der Anlagenbeispiele					
Kosten	Bsp.1	Bsp.2	Bsp.3	Bsp.4	Bsp.5
Elektrische Leistung in kW	50	60	60	100	175
Kostenblock Bau in €	89835	104808	131747	138006	192223
Kostenblock Technische Ausrüstung in €	82590	96356	121122	126877	151448
Kostenblock Energietechnik in €	94182	109879	138122	144684	183486
Kostenblock Planung und Genehmigung in €	23183	27047	33999	35614	55337
Gesamtinvestitionskosten in €	289791	338091	424991	445181	582494
Instandsetzung der Technik in €/a	4274	4987	6269	6566	8388
Reparatur/Wartung in €/a	4274	4987	6269	6566	8388
Personalkosten in €/a	3750	4500	4500	7500	13125
Versicherung in €/a	1449	1690	2125	2226	2912
Substratkosten gesamt in €/a	21720	10860	0	47048	93000
AFA GESAMT in €/a	34837	40644	51090	53517	68293
Zinsen in €/Jahr	8694	10143	12750	13355	17475
Betriebsmittel in €/a	1500	1500	1500	1500	2500
Zündölkosten in €/a	7299	8759	8759	14598	25546
Kosten Prozessstrom in €/a	2984	3668	3679	5996	10696
Sonstige Betriebskosten in €/a	720	720	720	720	720
Gesamtaufwände in €/a	91502	92457	97660	159594	251044
Spezifische Investitionskosten in €/kW	5796	5635	7083	4452	3329
Stromgestehungskosten in €/kWh	0,245	0,202	0,212	0,213	0,188
Erlöse					
Stromvergütung in €/kWh	0,185	0,185	0,148	0,185	0,185
Effizienter KWK Bonus	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Stromerlöse in €	69004	84817	68064	138661	247346
Wärmepreis €/kWh	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Wärmerlöse in €	0	0	0	0	0
Entsorgungserlöse Speisereste in €/a	0	0	50000	0	0
Gesamterlöse in €/a	69004	84817	118064	138661	247346
Jahresergebnis	-22497	-7640	20404	-20933	-3698

Die Modellanlage 6 erhält 16,5 €/kWh Stromvergütung und erzielt somit einen Stromverkaufserlös von 375.161 Euro. Gegenüber den Gesamtaufwendungen in der Höhe von 299.276 Euro ergibt sich ein Betriebsergebnis von Plus 75.885 Euro. Die spezifischen Investitionskosten dieser Anlagen betragen 3010 €/kW und sind damit deutlich geringer als jene der zuvor untersuchten Anlagen. Diese Anlage erwirtschaftet den höchsten Gewinn aller zehn untersuchten Modellanlagen. Grund dafür sind die geringen Investitionskosten im Verhältnis zur gewährten Stromvergütung. Ein weiterer nicht unwesentlicher Kostenfaktor, der in Anlagen über 300 kW nicht mehr anfällt und sich somit positiv auf das Betriebsergebnis auswirkt, sind die Zündölkosten, da in diesen erwähnten Anlagen Gas-Otto-Motoren im Gegensatz zu Zündstrahlmotoren eingebaut werden und diese kein Zündöl benötigen. Die Modellanlage 7 erzielt ähnlich wie Modellanlage 6 ein positives Jahresergebnis von 59.515 €, wobei diese Anlage mit 3.200 Tonnen fast 50 % der Gesamtmaissilage zukauf und somit zusätzliche Kosten entstehen.

Tabelle 9: Gewinn-Verlustrechnung der Modellanlagen 6-10

Kosten Nutzenrechnung der Anlagenbeispiele					
Kosten	Bsp.6	Bsp.7	Bsp.8	Bsp.9	Bsp.10
Elektrische Leistung in kW	300	350	600	500	800
Kostenblock Bau in €	298088	357037	639741	503938	672081
Kostenblock Technische Ausrüstung in €	234857	244826	438680	345558	460856
Kostenblock Energietechnik in €	284539	311133	557489	439146	585671
Kostenblock Planung und Genehmigung in €	85813	107111	191922	151181	201624
Gesamtinvestitionskosten in €	903298	903298	1827832	1439823	1920232
Instandsetzung der Technik in €/a	13007	14486	25955	20445	27267
Reparatur/Wartung in €/a	13007	14486	25955	20445	27267
Personalkosten in €/a	22500	26250	45000	37500	60000
Versicherung in €/a	4516	5101	9139	7199	9601
Substratkosten gesamt in €/a	118768	175220	232050	303000	325500
AFA GESAMT in €/a	78248	86582	155137	122205	162980
Zinsen in €/Jahr	27099	30603	54835	43195	57607
Betriebsmittel in €/a	2500	4000	4000	4000	4000
Zündölkosten in €/a	0	0	0	0	0
Kosten Prozessstrom in €/a	18190	21283	36902	30564	49177
Sonstige Betriebskosten in €/a	1440	1440	1440	1440	2880
Gesamtaufwände in €/a	299276	379450	590414	589994	726279
Spezifische Investitionskosten in €/kW	3011	2915	3046	2880	2400
Stromgestehungskosten in €/kWh	0,132	0,143	0,128	0,154	0,118
Erlöse					
Stromvergütung in €/kWh	0,165	0,165	0,130	0,165	0,130
Effizienter KWK Bonus	0	0	0	0	0
Stromerlöse in €	375161	438965	599663	630382	799129
Wärmepreis €/kWh	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Wärmerlöse in €	0	0	0	0	0
Entsorgungserlöse Speisereste in €/a	0	0	0	0	0
Gesamterlöse in €/a	375161	438965	599663	630382	799129
Jahresergebnis	75884	59515	9249	40388	72849

Die Modellanlage 9 besitzt zwar mit 12,8 €/kWh geringe Strongestehungskosten, jedoch mit einem Betriebsergebnis von 9.248 € nur ein geringes positives Ergebnis. Der Grund dafür besteht darin, dass diese Anlage mit einer elektrischen Leistung von 600 kW als Stromverkaufserlös nur 13 €/kWh erhält. Auch die Anlagen 9 und 10 erzielen ebenfalls positive Betriebsergebnisse. Die größte Modellanlage 10 erreicht trotz Zukauf der gesamten Kosubstrates (entspricht 10.500 Tonnen/Jahr) ein positives Jahresergebnis von 72.849 €/Jahr.

Zusammenfassend ist festzuhalten, dass Anlagen über einer elektrischen Leistung von 300 kW durch geringere Investitionskosten sowie keine entstehenden Zündölkosten und in der Regel höheren elektrischen Wirkungsgraden gewinnbringend betrieben werden können, auch wenn ein Großteil der benötigten Substrate nicht mehr eigens bereitgestellt werden können und somit zugekauft werden müssen und somit jährlich hohe variable Kosten entstehen. In diesem Modell wird zudem ein etwaiger zusätzlicher Wärmeverkauf vorerst nicht

berücksichtigt. Dieser zusätzliche Erlös wird in der Sensitivitätsanalyse bezogen auf das Betriebsergebnis im Kapitel 6.2 beleuchtet.

6 Sensitivitätsanalyse

Mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse ist es möglich, anhand unterschiedlicher Inputfaktoren (einzeln oder gemeinsam) die Ausgangsgröße zu untersuchen. Die Analyse folgt hierbei durch ein Iterationsverfahren (variieren der einzelnen Inputfaktoren) mit Vergleich der Ausgangsgröße. Die Ausgangsgrößen stellen im verwendeten Modell zum einen die Stromgestehungskosten und zum anderen das Betriebsergebnis dar.

Im Kapitel 6.1 werden eine Einzelparametervariation mit den Inputgrößen Methanausbeute, Substratkosten, Betriebsstunden, elektrischer Wirkungsgrad sowie Investitionskosten durchgeführt und die Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten untersucht. Dazu werden die Modellanlagen Bsp.1, Bsp.4 und Bsp.10, welche im Kapitel 5.1 dargestellt wurden, miteinander verglichen.

Im Kapitel 6.2 wird eine Einzelparametervariation mit den Inputgrößen Investitionskosten, Substratkosten, Betriebsstunden, elektrischer Wirkungsgrad, zusätzlicher Wärmeverkauf und Vergütung durchgeführt und die Auswirkungen auf das Betriebsergebnis der Modellanlagen untersucht. Hierbei werden alle zehn Modellanlagen miteinander verglichen.

6.1 Einzelparametervariation bezogen auf die Stromgestehungskosten

Bei der Einzelparametervariation wurden die Inputgrößen von minus 5 % bis 5 % verändert und jeweils die Auswirkung auf die Stromgestehungskosten untersucht, wie Abbildung 16 zeigt. Die Variation von 5 % wurde gewählt, um alle Inputgrößen in einer Grafik zu veranschaulichen. Die größte Auswirkung der Modellanlage 1 (50 kW) auf die Stromgestehungskosten hat die Veränderung des Wirkungsgrades. Demnach bewirkt eine Erhöhung des Wirkungsgrades um 5 % eine Senkung der Stromgestehungskosten um 4,8 %. Eine ebenfalls große Auswirkung ergibt sich durch die Veränderung des Methangehaltes. So entspricht eine 5 prozentige Erhöhung des Methangehaltes einer Verringerung der Stromgestehung von 4,2 %. Die Verringerung der Investitionskosten der Anlage 1 um minus 5 % bewirkt eine Senkung der Stromgestehung von 2,9 %. Werden die Betriebsstunden der Anlage um 385 Stunden (entspricht 5 %) im Jahr erhöht, würde dies eine Senkung der Stromgestehungskosten um 2,3 % bewirken. Den geringsten Einfluss der untersuchten

Parameter stellen auf den ersten Blick die Substratkosten dar. Demnach bewirkt eine Erhöhung dieser Kosten um ebenfalls 5 % eine Steigerung der Stromgestehungskosten von 1,2 %.

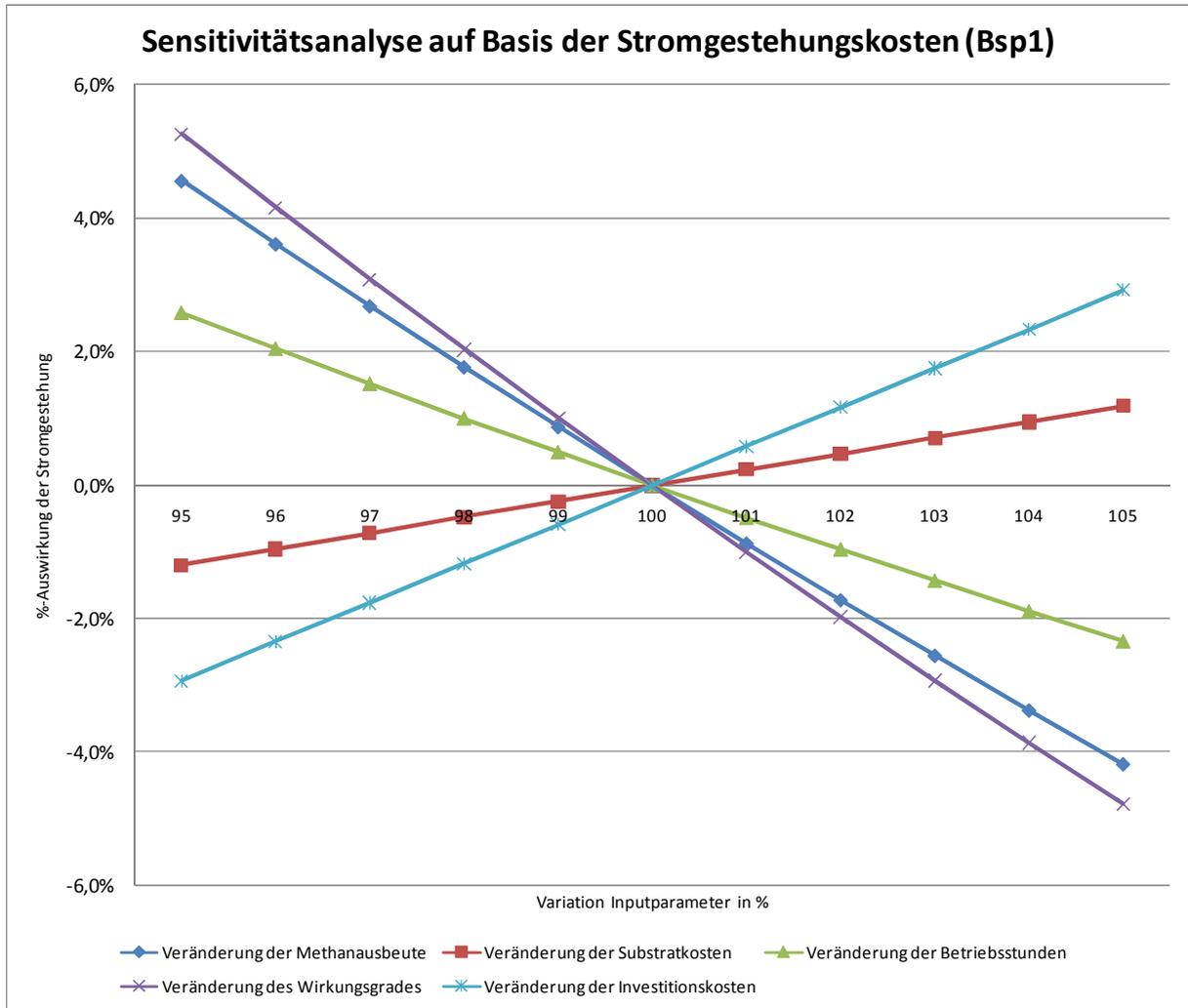


Abbildung 16: Sensitivitätsanalyse auf Basis der Stromgestehungskosten (Bsp.1)

In Modellanlage 3 besitzt ebenfalls der elektrische Wirkungsgrad die stärkste Sensitivität bezogen auf die Stromgestehung (Abbildung 17). Demnach bewirkt eine Erhöhung des Wirkungsgrades um fünf Prozent eine Reduzierung der Stromgestehungskosten um 4,8 % und stellt somit dieselbe Abhängigkeit als bei Modellanlage 1 dar. Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Veränderung der Methanausbeute. Auch diese ist mit einer Änderung von 4,2 % gleich wie bei der Anlage 1. Die Erhöhung der Investitionskosten um 5 % bewirkt bei der Modellanlage 3 eine Erhöhung der Stromgestehung um vier Prozent und ist demnach um zwei Prozent sensibler als bei der Modellanlage 1. Der Grund dafür ist, dass die Investitionskosten der Modellanlage 3 deutlich höher sind, da diese Anlage eine Hygienisierung besitzt. Die Erhöhung der Betriebsstunden um 5 % bewirkt eine Senkung der Stromgestehungskosten von

2 %. Substratkosten werden bei dieser Anlage nicht mitberücksichtigt, da als Substrate nur Rindergülle und Speisereste verwendet werden und für diese keine Kosten anfallen.

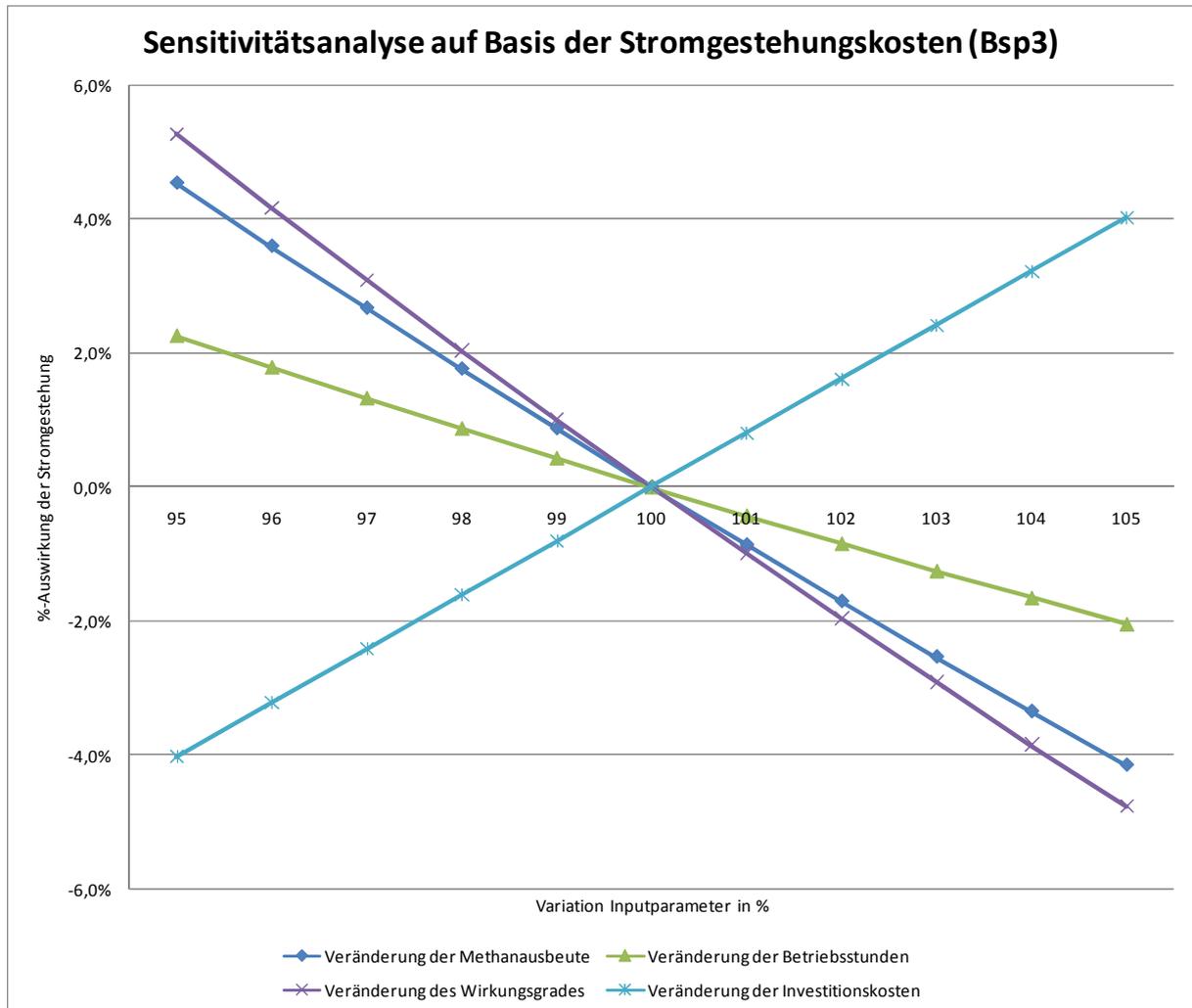


Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse auf Basis der Stromgestehungskosten (Bsp.3)

Abbildung 18 stellt die Sensitivität der Inputfaktoren auf Basis der Stromgestehungskosten der Modellanlage 10 dar. Wie schon bei Modellanlagen 1 und 3 ist der sensibelste Inputparameter die Veränderung des Wirkungsgrades. Demnach bewirkt eine Erhöhung des Wirkungsgrades um 5 % (entspricht einer Steigerung von 39 auf 41 % bei der Modellanlage 10) eine Senkung der Stromgestehungskosten um 4,8 %. Die Veränderung der Methanausbeute um minus 5 % bewirkt eine Steigerung der Stromgestehungskosten auf 4,2 %. Die Substratkosten sind in dieser Modellanlage deutlich sensibler als in der kleineren Modellanlage 1. Grund dafür ist, dass die Modellanlage 10 das verwendete Kosubstrat zu 100 % zukaufft und somit hohe Substratkosten entstehen. Die Stromgestehungskosten sinken um 2 %, wenn die Investitionskosten der Anlage um 5 % verringert werden. Im Vergleich zu den vorher untersuchten zwei Anlagen sind die Investitionskosten dieser Modellanlage

weniger sensibel, da mit der Größe der Anlagen auch die Investitionskosten sinken und somit die Veränderung der Investitionskosten immer weniger Einfluss auf die Stromgestehung nimmt. Eine Erhöhung der Betriebsstunden um 5 % von 7700 Stunden auf 8085 Stunden würde eine Senkung der Stromgestehungskosten um 1,4 % bewirken, was somit den geringsten Einfluss der untersuchten Inputfaktoren auf die Stromgestehung darstellt.

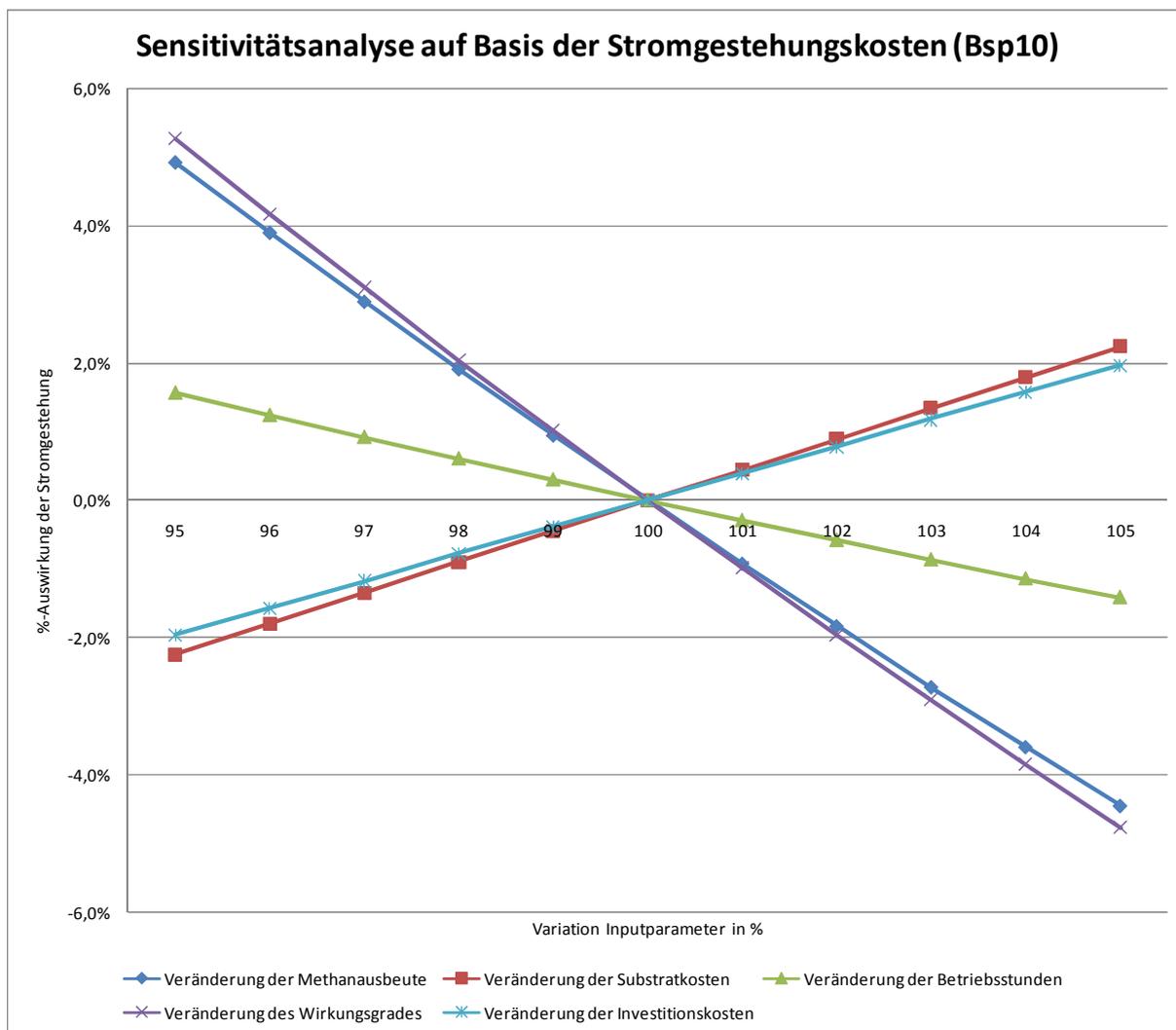


Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse auf Basis der Stromgestehungskosten (Bsp.10)

Tatsächlich beeinflussen die Substratkosten bzw. Substratbereitstellungskosten die Gesamtkosten einer Biogasanlage sehr stark. Das verwendete Substrat stellt in jeder Biogasanlage den Rohstoff dar, welcher dann in weiterer Folge in elektrischen Strom und Wärme umgewandelt wird. Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energiequellen entstehen für Biogasanlagen ständig Kosten für die Bereitstellung beziehungsweise für den Zukauf des Substrates, was in den Stromgestehungskosten Niederschlag findet. Deshalb hängt die Höhe der Stromgestehung und in weiterer Folge der Erfolg der Biogasanlage größtenteils von den Substrat- und Bereitstellungskosten ab. Da diese Kosten von den Lebensmittelpreisen,

genauer von Mais- und Getreidepreis, abhängen ist der Inputfaktor Substratkosten sehr volatil. Aus diesem Grund wird dieser Inputparameter in der Abbildung 19 um plus und minus 50 % verändert und die Auswirkung auf die Stromgestehung untersucht.

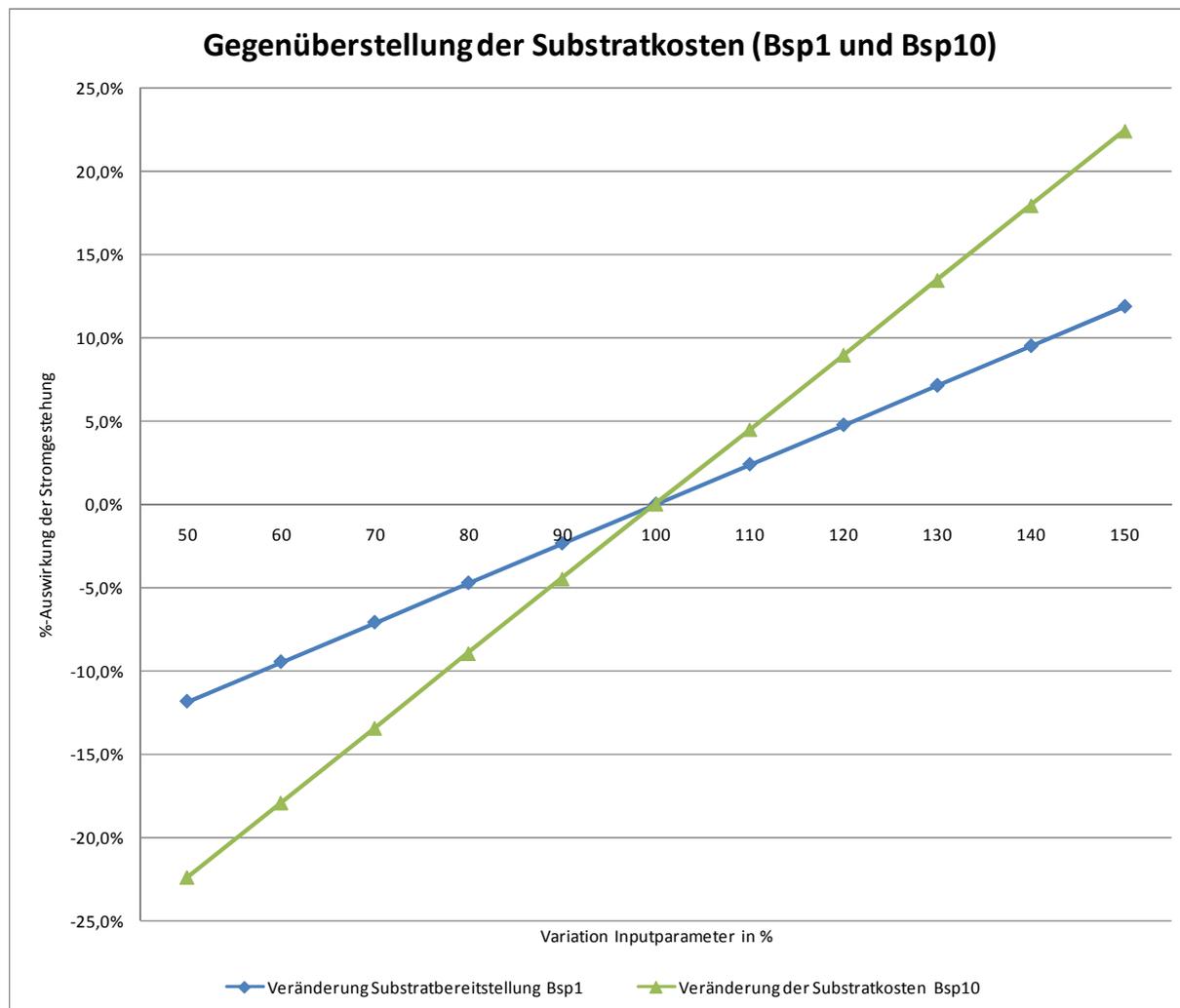


Abbildung 19: Gegenüberstellung Substratkosten Bsp1 und Bsp10

In dieser Grafik wurde angenommen, dass sich die Substratbereitstellungskosten der Modellanlage 1 sowie die Substratkosten des Zukaufs der Modellanlage 10 im gleichen Verhältnis erhöhen. Durch diese Veränderung zeigt sich, dass die Substratkosten sowie Bereitstellungskosten einen wesentlichen Einfluss auf die Stromgestehung haben. Demnach erhöhen sich die Stromgestehungskosten bei Anlage 1 um 11,9 %, wenn sich die Bereitstellungskosten um 50 % erhöhen. Werden bei der Modellanlage 10 die Substratkosten um 50 % gesteigert, bewirkt dies eine Erhöhung der Stromgestehungskosten um 22,4 %. Bei einer solchen Preissteigerung würde die Maissilage von 31 €/Tonne auf 46,5 €/Tonne steigen. Wie sich eine solche Preissteigerung auf das jeweilige Betriebsergebnis einer Modellanlage auswirkt wird im folgenden Kapitel untersucht.

6.2 Einzelparametervariation bezogen auf das Betriebsergebnis

In diesem Kapitel wird die Parametervariation bezogen auf das Betriebsergebnis durchgeführt. Dafür werden die Inputfaktoren elektrischer Wirkungsgrad, Betriebsstunden, Substratkosten sowie Methanausbeute um jeweils 5 % verringert sowie um 5 % erhöht und die Auswirkungen auf das Betriebsergebnis untersucht. Zusätzlich wird die gewährte Stromvergütung der jeweiligen Modellanlagen um einen €/kWh erhöht und abermals auf die Auswirkungen auf die Betriebsergebnisse untersucht. Neben diesen Parametern wird bei dieser Analyse auch der etwaige zusätzliche Wärmeverkauf mitberücksichtigt. Es wird angenommen, dass die Modellanlagen 50 % der erzeugten Wärmemenge zur Prozesswärme benötigen, etwa für das Aufheizen des Fermenters auf Betriebstemperatur sowie für die Beheizung der Betriebsgebäude etc.. Von den restlichen 50 % Nutzwärme werden über ein vorhandenes Wärmenetz 30 % eingespeist und um 4 €/kWh verkauft. Die restliche Wärme wird als Verlust angenommen und demnach nicht genutzt. In Österreich wird die Wärmenutzung zudem in Form eines KWK Bonus zusätzlich gefördert. Dieser Bonus ist an einen Mindestgesamtwirkungsgrad gekoppelt und entspricht der Höhe von ein bis zwei €/kWh erzeugter Strommenge, abhängig vom Gesamtwirkungsgrad. Diese zusätzliche Vergütung wird ebenfalls bei der Sensitivitätsanalyse mitberücksichtigt. Wie aus Tabelle 10 ersichtlich, kann die Modellanlage 1 mit keinen der variierten Inputparameter ein positives Betriebsergebnis erzielen. Grund dafür sind bei dieser Anlage die hohen Investitionskosten im Verhältnis zur elektrischen Leistung von 50 kW. Modellanlage 2 besitzt als Basiswert mit minus 7640 € ein negatives Betriebsergebnis, könnte jedoch mit einer Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades von 5 % (entspricht eine Wirkungsgradsteigerung von 30 auf 31,5 %) einen Gewinn von 6.040 € erzielen. Auch ein Wärmeverkauf mit zusätzlich gewährtem KWK Bonus in Höhe von 2 €/kWh würde zu einem positiven Betriebsergebnis führen. Die Modellanlage 3, welche in diesem Leistungssegment als einzige Anlage ein positives Jahresergebnis erzielt, könnte mit einem zusätzlichen Wärmeverkauf und dadurch erzielt KWK Bonus den jährlichen Gewinn von 20.404 € auf 33.341 € deutlich erhöhen. Eine Erhöhung des Wirkungsgrades um 5 % bzw. ein zusätzlicher Wärmeverkauf mit KWK Bonus von der Anlage 4 würde auch hier von einem negativen Ergebnis von minus 20.933 € ein knapp positives Jahresergebnis von 733 € bzw. 897 € machen. Bei Modellanlage 5 würde jede Änderung in die positive Richtung der Inputparameter einen Gewinn der Anlage bewirken. Die größte Auswirkung hätte wiederum die Erhöhung des elektrischen Wirkungsgrades sowie der zusätzliche Wärmeverkauf in Kombination mit dem KWK Bonus.

Tabelle 10: Sensitivitätsanalyse bezogen auf das Betriebsergebnis Bsp1-Bsp5

Sensitivitätsanalyse bezogen auf das Betriebsergebnis					
Einzelparametervariation					
Modellanlagen	Bsp.1	Bsp.2	Bsp.3	Bsp.4	Bsp.5
Betriebsergebnis (Ausgangswert)	-22497	-7640	20404	-20933	-3698
Variation Wirkungsgrad (+ 5 %,- 5 %)					
Betriebsergebnis (+ 5 %)	-10996	6040	34127	733	34950
Betriebsergebnis (- 5 %)	-33998	-21320	6682	-42599	-42346
Variation Betriebsstunden (+ 300 h,-300 h)					
Betriebsergebnis (+ 300 h)	-21380	-6184	21016	-18456	746
Betriebsergebnis (- 300 h)	-23615	-9096	19793	-23410	-8141
Variation Substratkosten (+ 5 %,-5 %)					
Betriebsergebnis (+ 5 %)	-23583	-8183	20404	-23285	-8348
Betriebsergebnis (- 5 %)	-21411	-7097	20404	-18580	952
Variation Methanausbeute (+ 5 %,-5 %)					
Betriebsergebnis (+ 5 %)	-19523	-3985	23304	-14957	6962
Betriebsergebnis (- 5 %)	-25471	-11295	17504	-26909	-14358
Variation Vergütung (+1 €ct,-1 €ct)					
Betriebsergebnis (+ 1 €ct)	-18767	-3055	24083	-13438	9672
Betriebsergebnis (- 1 €ct)	-26227	-12225	16725	-28428	-17068
Zusätzlicher Wärmeverkauf*					
Betriebsergebnis (+Wärmev.)	-14291	1589	29661	-6598	21872
Betriebsergebnis (+ Wärmev.+KWK Bonus)	-6831	6173	33341	897	35242
* 30 % der erzeugten Wärme(ohne Prozesswärme) werden um 4 €ct/kWh verkauft					

Tabelle 11: Sensitivitätsanalyse bezogen auf das Betriebsergebnis Bsp6-Bsp10

Sensitivitätsanalyse bezogen auf das Betriebsergebnis					
Einzelparametervariation					
Modellanlagen	Bsp.6	Bsp.7	Bsp.8	Bsp.9	Bsp.10
Betriebsergebnis (Ausgangswert)	75884	59515	9249	40388	72849
Variation Wirkungsgrad (+ 5 %,- 5 %)					
Betriebsergebnis (+ 5 %)	129479	122224	92535	127941	175302
Betriebsergebnis (- 5 %)	22290	-3194	-74038	-47165	-29603
Variation Betriebsstunden (+ 300 h,-300 h)					
Betriebsergebnis (+ 300 h)	84230	69281	18644	54856	87291
Betriebsergebnis (- 300 h)	67538	49750	-146	25921	58408
Variation Substratkosten (+ 5 %,-5 %)					
Betriebsergebnis (+ 5 %)	69946	50754	-2354	25238	56574
Betriebsergebnis (- 5 %)	81823	68276	20851	55538	89124
Variation Methanausbeute (+ 5 %,-5 %)					
Betriebsergebnis (+ 5 %)	93733	80399	37387	70379	110347
Betriebsergebnis (- 5 %)	58036	38631	-18889	10397	35352
Variation Vergütung (+1 €ct,-1 €ct)					
Betriebsergebnis (+ 1 €ct)	98621	86119	55377	78593	134321
Betriebsergebnis (- 1 €ct)	53147	32911	-36879	2183	11378
Zusätzlicher Wärmeverkauf*					
Betriebsergebnis (+ Wärmev.)	115642	105122	83053	102790	163638
Betriebsergebnis (+ Wärmev.+KWK Bonus)	138379	131726	129181	140995	225109
* 30 % der erzeugten Wärme(ohne Prozesswärme) werden um 4 €ct/kWh verkauft					

Modellanlage 6 erzielt mit 75.884 € den größten Jahresgewinn der betrachteten Biogasanlagen (Tabelle 9). Ein zusätzlicher Wärmeverkauf samt KWK Bonus würde unter den Modellannahmen bei dieser Einzelvariation den Gewinn auf 138.379 € maximieren. Bei Modellanlage 7 würde die Senkung des elektrischen Wirkungsgrades von 35 auf 33,25 % (entspricht 5 %) von einem Gewinn in Höhe von 59.515 € einen Verlust von 3.194 € nach sich ziehen. Die Senkung des elektrischen Wirkungsgrades würde auch bei den Anlagen 8, 9 und 10 einen Gewinn in einen Verlust umkehren. Dies bedeutet, dass bei allen Modellanlagen der elektrische Wirkungsgrad sowie der zusätzliche Wärmeverkauf in Kombination mit dem KWK Bonus die höchste Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der untersuchten Modellanlagen hat. Des Weiteren tragen auch die Substratkosten einen wesentlichen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit bei. Vor allem bei großen Anlagen, die eine große Menge NaWaRos verwenden. So ergibt sich aus einem Gewinn von 72.849 € bei Modellanlage 10, ein Verlust von 2.015 €, wenn sich die Substratkosten um 23 % erhöhen. Dies entspricht einer Preiserhöhung von Maissilage von 31 €/Tonne auf 38 €/Tonne.

7 Förderungssysteme der Europäischen Union

Die Mitgliedstaaten der Europäischen Union haben sich im Bereich der erneuerbaren Energien sehr unterschiedlich entwickelt. Der Hauptgrund dafür sind die einzelnen Förderungsstrategien, die die Länder für erneuerbare Energiequellen gewähren. Beinahe jedes Land der Europäischen Union verfügt über ein eigenes Förderungssystem. Ziel dieser Fördersysteme ist zum einen die Zielerreichung der Union bis 2020 im erneuerbaren Sektor (20 % mehr Erneuerbare Energie sowie 20 % weniger CO₂ Ausstoß) sowie die langfristige Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern. Dieses Kapitel stellt die einzelnen Fördersysteme der EU-Mitgliedsstaaten wie Net Metering, Preis- und Mengenregelungen kurz vor und beinhaltet die aktuellen Förderungssysteme der einzelnen Länder der Europäischen Union in Bezug auf die Biogastechnologie. Die Grundlage dieser Recherche stellt das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit dar.²⁶

Net-Metering System

Unter Net-Metering versteht man ein Förderungsinstrument von kleinen Stromerzeugungsanlagen. Bei diesem Instrument wird der ins Netz eingespeiste Strom mit dem aus dem Netz bezogenen Strom verglichen und gegenverrechnet. So ist eine Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien dann möglich, wenn der Strom von der Erzeugungsanlage günstiger produziert als bezogen werden kann. Der eingespeiste Strom wird dem Anlagenbetreiber zum Marktpreis auf seiner Stromrechnung angerechnet. Der finanzielle Gewinn entsteht nun durch die Differenz von den Erzeugungskosten des eingespeisten Stromes und dem angerechneten Strompreis. Ein weiterer Gewinn kann vom Anlagenbetreiber dann lukriert werden, wenn mehr Strom eingespeist als bezogen wird. Diese Differenz wird dann ebenfalls in Form einer Vergütung angerechnet. In der Europäischen Union wird dieses Förderungsmodell von Dänemark und Italien genutzt.

Preisregelung

Preisregelungen beschreiben Förderungssysteme, welche dem Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien festgesetzte Vergütungen garantieren. Der Anspruch wird in der Regel gegenüber dem jeweiligen Netzbetreiber geltend gemacht. Diese Vergütungen werden entweder in festen Zahlungen €/ct/kWh oder in Form von einem Bonus gewährt die zusätzlich zum erzielten Preis am Markt ausgezahlt werden. Der Bonus kann als fester oder variabler

²⁶ Quelle aus [13]

Bonus gehandelt werden. 21 Länder in der Europäischen Union verwenden ein solches Preisregelungsmodell.

Mengenregelung

Unter Mengenregelung versteht man ein Förderungsmodell, welches den „grünen Strom“ in zwei Produkte aufspaltet. Zum einen in die Qualität „Grün“ und zum anderen in den physikalischen Strom. Die Qualität „Grün“ wird in Form von „Grün Zertifikaten“ verbrieft. Diese Zertifikate werden dann den Stromerzeugungsanlagen staatlich zugeteilt. Nun muss der Stromhändler nachweisen, dass er die staatlich bestimmte Menge (Quote) von erneuerbaren Strom einhält. Der Nachweis erfolgt über die Vorlage dieser „Grün Zertifikate“. Hält der Verpflichtete diese Quote nicht ein, kann es zu Strafzahlungen kommen. Der physikalische Strom wird am Strommarkt gesondert gehandelt. Der erneuerbare Stromerzeuger lukriert demnach einerseits Einnahmen vom physikalischen Strom am Strommarkt sowie zusätzlich einen Zertifikatspreis am Zertifikatemarkt. Eine solche Mengenregelung verwenden Großbritannien, Italien, Rumänien, Polen, Schweden und Belgien.

Steuerliche Regulierungsmechanismen

Steuerliche Regulierungsmechanismen stellen unterschiedliche steuerliche Vergünstigungen dar. Diese steuerlichen Vergünstigungen solcher erneuerbaren Erzeugungsanlagen werden durch die Absetzbarkeit von Investitionskosten direkt beziehungsweise durch steuerliche Belastung von konventionell erzeugtem Strom oder einer Entlastung des Verbrauchs von Strom aus erneuerbare Energie gestaltet.

Subventionen

Einige Länder der Europäischen Union gewähren zu den bereits bestehenden Fördersystemen zusätzliche Subventionen. Solche Subventionen sind im Allgemeinen einmalige Investitionszuschüsse. In Malta beispielsweise wird eine einmalige Förderung für kleine Windenergieanlagen gewährt.

Kredite

Zu den bisher genannten Förderungen gewähren die Länder Dänemark, Polen, Slowenien und Tschechien spezielle Kredite zur Errichtung von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Polen beispielsweise verteilt solche Kredite innerhalb der Ausschreibungen, die zwischen Jänner 2009 und Dezember 2012 stattfinden.

7.1 Förderung in Bulgarien

In Bulgarien wird eine Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Einspeisevergütung gewährt. Jeder, der Strom aus erneuerbarer Energie erzeugt und diesen ins öffentliche Stromnetz einspeist, erhält diese Einspeisevergütung. Weiters muss dem Anlagenbetreiber der erzeugte Strom abgenommen und übertragen werden [Art 16 (2) EEG]. Die staatliche Kommission für Energie legt die Höhe der jeweiligen Vergütungstarife jährlich fest [Art 21 (1) EEG]. Es werden alle erneuerbaren Energien nach Art 16 (2) EEG iVm § 1 Zusätzliche Bestimmungen EEG gefördert. Die Förderungsdauer ist abhängig von der jeweiligen Energieform. So beträgt die Dauer der Förderung von Geothermie- und Solaranlagen 25 Jahre, die Förderungsdauer für Wind-, Biogas- und Wasserkraftwerke 15 Jahre - jeweils ab dem Tag der Inbetriebnahme. Weiters besteht Vorrang für den Netzanschluss von Strom aus erneuerbaren Energien. Die nachstehende Abbildung 20 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen in Bulgarien im Detail dar.²⁷

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh (BGN/MWh)
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten	bis 150 kW	22,129 (432,81)
	150 kW bis 1.000 kW	20,739 (405,61)
	1.000 kW bis 5.000 kW	17,138 (335,19)
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten mit KWK	1.000 kW bis 5.000 kW	17,824 (348,61)
Deponiegas	bis 150 kW	13,489 (263,83)
	150 kW bis 1.000 kW	12,937 (253,03)
	1.000 kW bis 5.000 kW	12,468 (243,86)
Klärgas	bis 150 kW	8,081 (158,05)
	150 kW bis 1.000 kW	6,752 (132,05)
	1.000 kW bis 5.000 kW	6,098 (119,27)
1 Euro = 1,95583 BGN		
Die Dauer der Einspeisevergütung beträgt 15 Jahre nach Inbetriebnahme.		

Abbildung 20: Förderungssystem für Biogasanlagen in Bulgarien

7.2 Förderung in Estland

In Estland wird Strom aus erneuerbaren Energien, ähnlich wie in Dänemark, mittels Premium Tarif gefördert. In diesem Land verkauft der Stromproduzent seinen erneuerbaren Strom auf

²⁷ Quelle aus [13]

dem freien Markt, speist ihn in das Verbundnetz ein und erhält dann vom Verteilungsnetzbetreiber einen zusätzlichen Bonus zum erzielten Verkaufspreis [§ 59 (1) und (2) ES]. Förderungen werden für alle erneuerbaren Technologien gewährt, wobei es bei Wind und Biomasse gewisse Einschränkungen gibt. Die Förderungsdauer ist mit maximal 12 Jahren ab Inbetriebnahme befristet [§ 108 (1) ES]. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Estland nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften. Es besteht kein Vorrang für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, jedoch hat der Netzbetreiber sein Netz dementsprechend auszubauen, wenn dies für den Netzanschluss notwendig ist. Die nachstehende Abbildung 21 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen in Estland im Detail dar.²⁸

Preisregelung in Form eines Premium Tarifs		Tarif in €ct/kWh
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten sowie Industrie	gilt für alle	5,37+Marktpreis
Deponiegas		
Klärgas		
Die Förderungsdauer für Biogasanlagen ist in Estland auf maximal zwölf Jahre ab Inbetriebnahme befristet. Unter Inbetriebnahme versteht man in Estland wenn die Anlage das erste Mal 80 % ihrer nominellen Leistung erreicht hat (§ 108. 3 ES).		

Abbildung 21: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Estland

7.3 Förderungssystem in Dänemark

In Dänemark wird der erzeugte Strom aus erneuerbaren Energien mittels eines Premium Tarifs sowie mittels Net-Metering gefördert. Der Premium Tarif ist ein variabler Bonus, der zusätzlich zum gängigen Marktpreis gewährt wird. Dieser Bonus ist abhängig von der jeweiligen Technologie sowie vom Anschlussdatum, darf jedoch gemäß (§§ 36 bis 48 VE-Lov) nicht überschritten werden und wird jährlich am 1. Jänner angepasst. Zu diesem variablen Bonus gibt es noch die Möglichkeit eines festen Bonus, der zusätzlich zum Marktpreis gewährt wird, ohne dass es eine gesetzlich festgelegte Vergütungshöchstgrenze gibt (§§ 36 bis 48 VE-Lov). Net-Metering bedeutet, dass jene Anlagenbetreiber die ihren Strom völlig oder teilweise für den Eigenverbrauch erzeugen, hinsichtlich ihres

²⁸ Quelle aus [13]

selbstverbrauchten Stromes von einer Zahlung zur Förderung aus erneuerbaren Energien genannt „Public Service Obligation“ befreit werden. Abbildung 22 zeigt die Förderung für Biogasanlagen in Dänemark. Gefördert werden in Dänemark die Technologien Wind, Solar, Biogas, Wasserkraft und Biomasse. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Dänemark nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften und erfolgt nach diskriminierungsfreien Grundsätzen. Es besteht Vorrang der Netznutzung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.²⁹

Preisregelung in Form eines Premium Tarifs		Tarif in €ct/kWh (DKK/kWh)
Gilt für alle Biogasanlagen	Höchstgrenze: (Bonus&Marktpreis)	10,00 (0,745)
	fester Bonus	5,00 (0,405)
Die Förderdauer ist befristet und beträgt für Biogasanlagen in Dänemark 10 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage (§§ 46 VE-Lov).		
Förderung durch Net Metering		
Jede Biogasanlage bis 6 kW ist von der „Public Service Obligation“ befreit.		

Abbildung 22: Förderungssystem für Biogasanlagen in Dänemark

7.4 Förderungssystem in Belgien

In Belgien erfolgt die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien hauptsächlich durch eine Mengenregelung. Das heißt, dass sich Stromlieferanten per Zertifikat dazu verpflichten, dass ein gewisser Anteil des erzeugten Stromes aus erneuerbaren Energien stammt. Weiters gilt ein garantierter Mindestpreis für anzukaufende Zertifikate. Die Förderung ist in Belgien zwar auf einer nationalen Regelung aufbaut, variiert jedoch in den einzelnen Regionen Flandern, Wallonien und Brüssel Hauptstadt. Zu den geförderten Erneuerbaren zählt in Belgien praktisch jegliche Art von erneuerbarer Energie. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in ganz Belgien nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften. Es besteht Vorrang für den Netzanschluss sowie bei der Netznutzung von Strom aus erneuerbaren Energien. Die nachstehende Abbildung 23 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen in Belgien im Detail dar.³⁰

²⁹ Quelle aus [13]

³⁰ Quelle aus [13]

Mengenregelung in Form von „Grün“ Zertifikate	Mindestpreis €/MWh
Mengenregelung National: Mindestpreis gilt für alle Biogasanlagen Zertifikate gelten 5 Jahre	20,00
Mengenregelung Flandern: Mindestpreis für Deponie- und Klärgas mit Inbetriebnahme vor 01.01.2010 Mindestpreis für Deponie- und Klärgas mit Inbetriebnahme nach 01.01.2010 Mindestpreis für Deponie- und Klärgas mit Inbetriebnahme ab 01.01.2012 Mindestpreis für restliche Biogasanlagen mit Inbetriebnahme vor 01.01.2010 Mindestpreis für restliche Biogasanlagen mit Inbetriebnahme nach 01.01.2010 Mindestpreis für restliche Biogasanlagen mit Inbetriebnahme ab 01.01.2012	80,00 60,00 60,00 80,00 90,00 90,00
Mengenregelung Wallonien: Mindestpreis für Biogasanlagen Die Anzahl der Zertifikate wird in Wallonien je Anlage individuell berechnet.	65,00
Festgesetzte „Quote“ für Flandern	
Quoten ergeben sich in Flandern mit Hilfe einer Formel indem die Gesamtmenge an gelieferter Elektrizität der mit einem Faktor „G“ multipliziert wird. Seit 31. März 2011 gilt „G“ 0,06 Seit 31. März 2012 gilt „G“ 0,07 Seit 31. März 2013 gilt „G“ 0,08 Seit 31. März 2014 gilt „G“ 0,09	
Festgesetzte „Quote“ für Wallonien	
Quotenentwicklung : 10 % zwischen 01.01.2010 und 31.03.2010 11,75 % zwischen dem 01.04.2010 und dem 31.12.2010 13,50 % für das Jahr 2011 15,75 % für das Jahr 2012	

Abbildung 23: Förderungssystem von Biogasanlagen in Belgien

7.5 Förderungssystem in Deutschland

In Deutschland wird Strom aus erneuerbaren Energien mittels festen Vergütungen gefördert, indem der Netzbetreiber solchen Anlagenbetreibern eine Zahlung in der gesetzlichen vorgeschriebenen Höhe tätigt. Die Voraussetzungen dieser Vergütungen hängen von den unterschiedlichen Energieträgern ab. Nach dem EEG werden grundsätzlich alle erneuerbaren Energietechnologien gefördert. Beim Netzzugang sowie bei der Übertragung sind Anlagenbetreiber, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, zu bevorzugen. Weiters haben diese das Recht auf Netzausbau. Ansonsten gelten die nach dem

Energiewirtschaftsgesetz geltenden rechtlichen Vorschriften. Abbildung 24 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen in Deutschland im Detail dar.³¹

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten (wie Mais, Gülle etc.)	bis 150 kW	11,67
	150 kW bis 500 kW	9,18
	500 kW bis 5000 kW	8,25
	5000 kW bis 20000 kW	7,79
	KWK-Bonus (§ 27 Abs. 1 ff. EEG i.V.m. Anlage 1-3 EEG)	3,00
	Technologiebonus	1,00-2,00
	Bonus für nachwachsende Rohstoffe	7,00-11,00
Deponiegas	bis 500 kW	9,00
	bis 500 kW	6,16
	Technologiebonus (§ 24 Abs.1, 3 EEG i.V.m. Anlage 1 EEG)	1,00-2,00
Klärgas	500 kW bis 5000 kW	7,11
	500 kW bis 5000 kW	6,16
	Technologiebonus (§ 25 Abs.1, 3 EEG i.V.m. Anlage 1 EEG)	1,00-2,00
Der Zeitraum des Vergütungsanspruches ist nach dem EEG zeitlich befristet und beträgt bei Biogasanlagen 20 Jahre zuzüglich des Jahres der Inbetriebnahme (21. Abs. 2 EEG).		

Abbildung 24: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Deutschland

7.6 Förderungssystem in Finnland

In Finnland wird Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Preisregelung mittels Premiumtarif gefördert. In Finnland werden alle erneuerbaren Energien gefördert, wobei die Gewinnung von Energie aus Torf im Vordergrund steht. Abbildung 25 zeigt die Förderstruktur für Biogasanlagen in Finnland. Die Netznutzung für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Finnland nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften (Gesetz 386/1995-Sähkömarkkinalaki-allgemeines Energiegesetz). Jedoch gelten in diesem Land keine Sonderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien.³²

³¹ Quelle aus [13]

³² Quelle aus [13]

Preisregelung in Form eines Premium Tarifs	Zielpreis €/kWh
<p>Förderungsfähig sind im Allgemeinen alle Biogasanlagen wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> die Anlage sonst keine staatliche Unterstützung erhalten hat die Anlage neu ist, und keine gebrauchten Teile besitzt die nominelle Kapazität vom Generator mind. 100 kVA beträgt <p>Die Höhe des Tarifes ist flexibel und hängt vom jeweiligen Marktpreis ab. Die beiden Komponenten Marktpreis und Bonus sollen jedoch einen Zielpreis erreichen.</p>	8,35
<p>Weiters besteht die Möglichkeit einen zusätzlichen Wärmebonus zu erhalten wenn:</p> <ul style="list-style-type: none"> die Anlage gleichzeitig Wärme produziert die Anlage eine Effizienz von 50 % bzw 75 % wenn die Generatoren eine Kapazität von 1 MVA und mehr besitzt, aufweist 	+5,00
<p>Die Förderdauer beträgt 12 Jahre bzw. endet wenn ein festgesetzter Betrag in der Fördergenehmigung erreicht wurde.</p>	
Subvention (Energy Aid)	
<p>„Energy Aid“ ist ein staatlicher Kostenzuschuss und variiert je nach Projekt. Es können bis zu 40% der Investitionen mit diesem Programm gefördert werden.</p>	

Abbildung 25: Förderungssystem für Biogasanlagen in Finnland

7.7 Förderungssystem in Frankreich

Frankreich fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über Preisregelung und über steuerliche Regelungsmechanismen. Subventionen existieren in Frankreich auf nationaler Ebene nicht, diese werden auf regionaler Ebene gewährt. Unter Preisregelung versteht man eine Einspeisevergütung. Der Stromproduzent von erneuerbarem Strom hat einen vertraglichen Anspruch gegenüber dem Stromversorger, d.h. der Stromversorger muss ihm den abgenommenen Strom in Höhe des gesetzlich vorgeschriebenen Preises erstatten. Weiters wird erneuerbarer Strom auch mittels steuerlicher Regulierungsmechanismen gefördert, d.h. konkret, dass man als Anlagenbesitzer einer erneuerbaren Energietechnologie gewisse Steuervergünstigungen bei einer Investition betreffend der Anlage erhält. In Frankreich wird jede Art von erneuerbarer Energietechnologie gefördert. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Frankreich nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften und erfolgt nach diskriminierungsfreien Grundsätzen. Jedoch gelten in diesem Land keine Sonderregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien.

Die nachstehende Abbildung 26 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen in Frankreich im Detail dar.³³

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh
Gilt für alle Biogasanlagen	bis 150 kW	9,00
	150 kW bis 2000 kW	7,50
	2000 kW bis 12000 kW	7,50
	Methanisierungsprämie	2,00
	Zuschlag für Energieeffizienz	3,00
Die Förderungsdauer für Biogasanlagen ist befristet und beträgt in Frankreich 15 Jahre nach Inbetriebnahme.		
Ausschreibung		
Unter dieser Ausschreibung versteht man, dass in Frankreich das zuständige Ministerium in unregelmäßigen Abständen Ausschreibungen für Errichtung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien tätigt. Gewinner einer solchen Ausschreibung erhalten dann eine gesonderte Einspeisevergütung.		

Abbildung 26: Förderungssystem für Biogasanlagen in Frankreich

7.8 Förderungssystem in Griechenland

In Griechenland wird die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Einspeisevergütung geregelt. Das Gesetz 3468/2006 gewährt Stromproduzenten aus erneuerbaren Energien, die Strom einspeisen, fixe Einspeisetarife seitens des Netzbetreibers. Hierbei wird auch noch differenziert, ob Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien auf den griechischen Inseln ans Netz des griechischen Festlands angeschlossen sind oder nicht. Es werden in diesem Land alle erneuerbaren Energietechnologien gefördert. Speziell für kleine Photovoltaik Anlagen bis 10 kW wurde eine Sonderregelung beschlossen, welche dem Anlagenbetreiber eine zusätzliche Vergütung gewährt. In Griechenland besteht ein vertraglicher vorrangiger Anschluss für Anlagen, die erneuerbaren Strom erzeugen. Zum Abschluss dieses Vertrages ist jeder Netzbetreiber verpflichtet. Weiters gilt ein vertraglicher Anspruch des Anlagenbetreibers gegen den Netzbetreiber auf Netzausbau, wenn er notwendig ist. Abbildung 27 zeigt das Fördersystem von Biogasanlagen in Griechenland.³⁴

³³ Quelle aus [13]

³⁴ Quelle aus [13]

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten	bis 3000 kW	22,00*
	über 3000 kW	20,00*
Deponiegas	bis 2000 kW	12,00*
	über 2000 kW	9,945*
Klärgas	bis 2000 kW	12,00*
	über 2000 kW	9,945*

Der Zeitraum der Einspeisevergütung ist befristet und beträgt bei Biogasanlagen 20 Jahre, kann durch eine zusätzliche Vereinbarung der Vertragsparteien verlängert werden. (Art.12Abs. 2 Gesetz 3468/2006).

* Die Vergütung kann sich um 15% erhöhen wenn keine zusätzliche oder andere Förderung des Staates oder der EU erhalten wurde (Art. 13c Gesetz 3846/2006).

Abbildung 27: Förderungssystem für Biogasanlagen in Griechenland

7.9 Förderungssystem in Irland

In Irland erfolgt die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Preisregelung in Gestalt eines Premium Tarifs. Hierbei wird die Erzeugung aus erneuerbaren Energien indirekt gefördert, indem der Stromlieferant, der den Strom aus erneuerbaren Energien zu einem mit dem Anlagenbetreiber frei verhandelten Preis ankauft, begünstigt wird. Seit 2006 fördert Irland durch das Programm RE-FIT-2006 den Bau von Wind-, Biomasse- und Wasserkraftanlagen. Seit 2009 kamen durch das neue Programm REFIT zusätzlich Offshore-Windanlagen, Biogasanlagen und Wellen- und Gezeitenkraftwerke hinzu. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in ganz Irland nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften. Es besteht jedoch im Allgemeinen kein Vorrang für den Netzanschluss sowie für die Netznutzung von Strom aus erneuerbaren Energien. Abbildung 28 zeigt das Fördersystem für Biogasanlagen in Irland.³⁵

³⁵ Quelle aus [13]

Preisregelung in Form eines Premium Tarifs		Tarif in €ct /kWh
Biogasanlagen aus anaeroben Vergärung mit KWK	≤ 500 kW	15,0
	> 500 kW	13,0
Biogasanlagen aus anaeroben Vergärung ohne KWK	≤ 500 kW	11,0
	> 500 kW	10,0
Deponiegas	gilt für alle Deponiegasanlagen	
Die Förderdauer ist befristet und ergibt sich aus der Laufzeit des einzelnen Stromkaufvertrags, wobei die maximale Dauer 15 Jahre beträgt. Die Förderung durch REFIT 2009 erfolgt längstens bis 2030.		

Abbildung 28: Förderungssystem für Biogasanlagen in Irland

7.10 Förderungssystem in Litauen

In Litauen wird Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen mit einer Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung gefördert. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber gegenüber dem Betreiber einer Anlage, der Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, die Pflicht hat, diesem den abgenommen Strom in Höhe des festgesetzten Tarifes zu vergüten. Zu dieser Einspeisevergütung gibt es noch eine Möglichkeit über den litauischen Umweltinvestitionsfonds (LAAIF) Gelder zu beantragen. Dadurch werden Projekte gefördert, die das Ziel haben, Umweltverschmutzungen dauerhaft zu vermeiden. Auch in Litauen wird jede Art von erneuerbaren Energien gefördert. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Litauen nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften und erfolgt nach diskriminierungsfreien Grundsätzen. Weiters erhalten diese Anlagenbetreiber einen Nachlass auf die üblichen Anschlussgebühren. Netzausbau ist aber in diesem Land keine Pflicht. Die nachstehende Abbildung 29 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen in Litauen im Detail dar.³⁶

³⁶ Quelle aus [13]

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in LTL/kWh (€ct/kWh)
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten sowie Industrie	gilt für alle	0,30 (8,0)
Deponiegas		
Klärgas		
Die Förderdauer beträgt 12 Jahre ab dem Ausstellungsdatum der Produktionslizenz		
Subventionen		
Die Förderung beträgt nach Auskunft des LAAIF max. 690 Mio. Litās (201.791 EUR) in drei Jahren und maximal 70 % der gesamten Investitionssumme (Kapitel II Punkt 11 Verordnung Nr. D1-402).		

Abbildung 29: Förderungssystem für Biogasanlagen in Litauen

7.11 Förderungssystem in Luxemburg

In Luxemburg ist die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch fixe Einspeisevergütungen geregelt. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber gegenüber dem Betreiber einer Anlage, der Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, die Pflicht hat, diesem den abgenommenen Strom in Höhe des festgesetzten Tarifes zu vergüten. Die Höhe dieser Vergütung für die einzelnen Biogasanlagen wird in der Abbildung 30 dargestellt. In Luxemburg werden weiters Solaranlagen in Privathaushalten speziell mittels Subventionen (Investitionszuschüssen) gefördert. Auch werden Unternehmen gefördert, die in die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien investieren. Die luxemburgische Regierung fördert im Allgemeinen jegliche Art von erneuerbaren Energietechnologien, ausgenommen Geothermie. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Luxemburg nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften und erfolgt nach diskriminierungsfreien Grundsätzen, jedoch genießen Stromerzeuger aus erneuerbaren Energien gewisse Privilegien, wie etwa Kostenvergünstigungen oder seine vorrangige Verwendung zum Ausgleich von Netzverlusten.³⁷

³⁷ Quelle aus [13]

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €ct /kWh
Gilt für alle Biogasanlagen	bis 150 kW	15,00
	150 bis 300 kW	14,00
	300 bis 500 kW	13,00
	500 bis 2.000 kW	12,00
Die Förderungsdauer von Biogasanlagen ist in Luxemburg befristet und beträgt 15 Jahre ab der ersten Einspeisung bzw. 20 Jahre für erneuerte oder erweiterte Anlagen (Art. 6 (4)-(5) RGD 8.2.2008)		
Subvention		
Es können Biogasanlagen gefördert werden die auf dem Gebiet des Großherzogtums Luxemburg entstehen und welche durch den zuständigen Minister bewilligt werden.		
Gefördert werden bis zu 45 % jener Mehrkosten die im Gegensatz zu anderen Energietechnologien entstanden worden wären. Zudem kann die Förderung bei Kleinanlagen um 20 % und bei mittleren Anlagen um 10 % erhöht werden.		

Abbildung 30: Förderungssysteme für Biogasanlagen in Luxemburg

7.12 Förderungssystem in den Niederlanden

Das Fördersystem von Strom aus erneuerbaren Energien basiert in den Niederlanden hauptsächlich auf einer Preisregelung in Form eines Premium Tarifs (Bonusvergütung). Im Rahmen dieses Programms müssen Anlagenbetreiber bei der niederländischen Energieagentur NL im Zeitraum vom 1. Juli 2011 bis 30. Dezember 2011 einen Antrag stellen [Art 2 (1) RAC 2011]. Nach der Stellung dieses Antrages werden die Anträge in der Reihenfolge nach Poststempel bearbeitet und innerhalb von drei Monaten wird über die Förderung entschieden. Weiters gibt es zwei Möglichkeiten auf steuerliche Regulierungsmechanismen. Unter den steuerlichen „Regulierungsmechanismen I“ versteht man, dass Anlagenbetreiber, welche Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, von einer Umweltsteuer, die auf den Stromverbrauch erhoben wird (Ecotax), befreit werden. Außerdem besteht die Möglichkeit um eine Steuervergünstigung (EIA) anzusuchen. Diese Vergünstigung gewährt die Absetzung der Investitionskosten von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen. Diese Begünstigung gilt jedoch nicht für die Verstromung von Biogas. Gefördert werden in den Niederlanden praktisch alle erneuerbaren Energietechnologien. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in den Niederlanden nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen

Vorschriften und erfolgt nach diskriminierungsfreien Grundsätzen. Abbildung 31 zeigt das Fördersystem von Biogasanlagen in den Niederlanden.³⁸

Preisregelung in Form eines Premium Tarifs		Tarif in €/kWh
(Co-) Vergärung von tierischen Abfällen	Phase 1: 1. Juli 2011-30. Dez. 2011	9-14
	Phase 2: 31. Aug. 2011-30. Dez. 2011	11-17,1
	Phase 3: 31. Okt. 2011-30. Dez. 2011	13-20,2
	Phase 4: 30. Nov. 2011-30. Dez. 2011	15-20,5
Vergärung sonstiger Stoffe	Phase 1: 1. Juli 2011-30. Dez. 2011	9-14
	Phase 2: 31. Aug. 2011-30. Dez. 2011	11-14,9
	Phase 3: 31. Okt. 2011-30. Dez. 2011	12,9-14,9
	Phase 4: 30. Nov. 2011-30. Dez. 2011	12,9-14,9
Klär- und Deponiegas	Phase 1: 1. Juli 2011-30. Dez. 2011	6
	Phase 2: 31. Aug. 2011-30. Dez. 2011	6
	Phase 3: 31. Okt. 2011-30. Dez. 2011	6
	Phase 4: 30. Nov. 2011-30. Dez. 2011	6
Die Dauer der Vergütung für förderfähige Anlagen beträgt in den Niederlanden 15 Jahre ab Inbetriebnahme der Anlage. Für die Stromerzeugung aus Biogasanlagen gelten jedoch 12 Jahre als Dauer.		
Steuerliche Regulierungsmechanismen I (Umweltsteuerreduktion)		
In den Niederlanden wird eine Umweltsteuer auf den Verbrauch von Strom eingehoben. Diese steuerliche Begünstigung befreit Anlagenbetreiber die Strom aus erneuerbaren Energiequellen erzeugen und diesen auch selbst verbrauchen von dieser Steuer.		
Die Höhe ist nach Gesamtverbrauchsmenge und auf eine Periode von 12 Monaten in 4 Stufen gestaffelt.		
Verbrauch unter 10.000 kWh: 0,1121 €/kWh		
Verbrauch über 10.000 kWh aber unter 50.000 kWh: 0,0408 €/kWh		
Verbrauch über 50.000 kWh aber unter 10.000.000 kWh: 0,0109 €/kWh		
Verbrauch über 10.000.000 kWh: 0,0010 €/kWh für Privatverbraucher		
Verbrauch über 10.000.000 kWh: 0,0005 €/kWh für gewerbliche Verbraucher		

Abbildung 31: Förderungssystem für Biogasanlagen in den Niederlanden

7.13 Förderungssystem in Österreich

In Österreich wird Strom aus erneuerbaren Energien hauptsächlich durch eine Preisregelung in Form einer Festvergütung gefördert. Bei gewissen erneuerbaren Energietechnologien, wie kleinen Photovoltaikanlagen sowie kleinen und mittleren Wasserkraftwerken, besteht zudem

³⁸ Quelle aus [13]

noch die Möglichkeit eines zusätzlichen Investitionszuschusses. In Österreich werden grundsätzlich alle erneuerbaren Technologien gefördert. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Österreich nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften und erfolgt nach diskriminierungsfreien Grundsätzen. Bei der Netznutzung ist der Netzbetreiber verpflichtet Strom aus erneuerbaren Energien im Falle nicht ausreichender Kapazitäten vorrangig zu übertragen. Abbildung 32 zeigt das Fördersystem von Biogasanlagen in Österreich.³⁹

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €ct /kWh
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten sowie Industrie	bis 250 kW	18,50
	250 bis 500 kW	16,50
	über 500 kW	13,00
	Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 20 %
	Zuschlag für effiziente KWK	2,00
	Zuschlag bei Aufbereitung in Erdgasqualität	2,00
Deponiegas	gilt für alle	5,00
Klärgas	gilt für alle	6,00
Die Förderung für Biogasanlagen ist in Österreich nach Vertragsabschluss auf eine Dauer von 15 Jahre ab Inbetriebnahme befristet (§ 11 Abs. 2a Ökostromgesetz). Danach ist eine Vergütung des abgenommenen Stroms zum Marktpreis garantiert.		
Einspeisetarife für rohstoffabhängige Ökostromanlagen nach Ablauf der Kontrahierungspflicht		
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten	bis 250 kW	9,50
	über 250 kW	8,00
	Biogas bei Kofermentation von Abfallstoffen	minus 20 %

Abbildung 32: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Österreich

7.14 Förderungssystem in Polen

In Polen wird der Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch eine Mengenregelung gefördert. Diese Mengenregelung basiert auf einer Quotenregelung, indem sich Stromerzeuger und Stromhändler verpflichten, dass der Strom, den sie an Kunden liefern eine gewisse Quote von „grünen“ Zertifikaten zu beinhalten hat. Diese Zertifikate werden den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien zugeteilt und sind handelbar. Die Abbildung

³⁹ Quelle aus [10]

33 stellt die genaue Förderstruktur für Biogasanlagen in Polen dar. Zu dieser Mengenregelung gibt es zudem Kredite für erneuerbare Energie Projekte. Weiters gibt es noch steuerliche Vergünstigungen für solche erneuerbaren Stromerzeuger. In Polen werden praktisch alle erneuerbaren Energietechnologien gefördert. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, solche Anlagen ohne Diskriminierung an das elektrische Verbundnetz anzuschließen. Weiters besteht Vorrang bei Übertragung.⁴⁰

Mengenregelung in Form von „Grün“ Zertifikate		Euro/Zertifikat
Es existiert kein Mindestpreis für Zertifikate		
Festgesetzte „Quote“ bis 2017		%
Ist als Prozentsatz der gesamten jährlichen Energieverkaufsmenge des Verpflichteten angeben (§ 3 der Verordnung von 14.08.2008).	2010	10,40
	2011	10,40
	2012	10,40
	2013	10,90
	2014	11,40
	2015	11,90
	2016	12,40
	2017	12,90
Steuerliche Regulierungsmechanismen (Steuerbefreiung)		
Die Begünstigung beträgt die Höhe der Abgabenverpflichtung 20 PLN (ca.5 €) pro MWh von diesen die Begünstigten befreit werden (Art. 89 Abs. 3 Steuergesetz).		
Kredit (Umweltfonds)		
Diese Kredite werden im Zeitraum vom Jänner 2009 bis Dezember 2012 vergeben und werden auf der Website des Fonds (www.nfosigw.gov.pl) veröffentlicht.		
Das Budget umfasst in Summe 1,5 Milliarden PLN (370 Mio. €) (4.1 Prioritätsprogramm RES).		
Die Höhe des Kredits kann zwischen 1 bis 12,5 Mio. € betragen und kann bis zu 75 % der Projektkosten umfassen. Jedoch müssen die Investitionskosten über 2,5 Mio. € betragen.		
Weiters kann bis zu 50 % des Darlehensbetrags erlassen werden (7. 2. 3 Prioritätsprogramm RES).		

Abbildung 33: Förderungsprogramm für Biogas in Polen

⁴⁰ Quelle aus [13]

7.15 Förderung in Zypern

In Zypern sind Förderungssysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mittels Preisregelungen sowie Subventionen im Einsatz. Demnach existiert eine Preisregelung mit fixen Einspeisevergütungen (Abbildung 34). Zu diesen fixen Vergütungssätzen gibt es noch diverse Subventionen, die die Errichtung von Anlagen zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien fördern. Zu den Begünstigten gehören private Haushalte, gemeinnützige Organisationen oder juristische Personen des Privatrechts. Jedoch gibt es keine Subventionen im Bereich Biogas. In Zypern werden praktisch alle erneuerbaren Energien gefördert. Der Netzzugang und der Netzausbau für Strom aus erneuerbaren Energien richten sich in Zypern nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften. Eine Privilegierung dieser Anlagen erfolgt lediglich dadurch, dass der Netzbetreiber 50 % der Anschlusskosten zu tragen hat sowie dadurch, dass der Anlagenbetreiber von Netznutzungsgebühren zu befreien ist.⁴¹

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh
Gilt für alle Biogasanlagen	gilt für alle	13,50
Die Förderdauer für Biogasanlagen in Zypern ist für eine Dauer von 20 Jahren befristet.		

Abbildung 34: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Zypern (16)

7.16 Förderungssystem in Portugal

In Portugal besteht das Fördersystem von Strom aus erneuerbaren Energien hauptsächlich aus einer Preisregelung in Form einer fixen Einspeisestruktur. Demnach verpflichtet sich der Netzbetreiber den Strom eines Anlagenbetreibers, welcher Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, abzunehmen und diesen nach dem gesetzlich festgesetzten Preis zu vergüten [„Kontrahierungszwang“ Art 1 (1), Art 22 DL 189/88]. Die Abbildung 35 stellt die genaue Förderstruktur für Biogasanlagen in Portugal dar. Zu diesen fixen Einspeisetarifen werden mittels steuerlichen Vergünstigungen in Form von einer reduzierten Umsatzsteuer diese Technologien gefördert. Weiters werden in Portugal alle erneuerbaren Energietechnologien gefördert. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich nach den

⁴¹ Quelle aus [13]

allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften und erfolgt nach diskriminierungsfreien Grundsätzen.⁴²

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten sowie Vergärung von festen Siedlungsabfällen	bis 150 MW	9,20
	über 150 MW	3,80
Deponiegas	bis 20MW	7,50
	über 20 MW	3,80
Klärgas	bis 150 MW	9,20
	über 150MW	3,80
<p>Die Förderung für Biogasanlagen ist in Portugal in der Regel auf 15 Jahre befristet. Jedoch gibt es für kleine Anlagen die gleichzeitig auch Wärme erzeugen Limitierungen. Demnach werden die Tarife auf 5 Jahre verkürzt sowie wurde eine Höchstproduktionsmenge von 4 MWh/Jahr pro kW eingeführt (Art. 11 DL 363/2007).</p>		
Steuerliche Regulierungsmechanismus (Umsatzsteuerreduktion)		
<p>Die Begünstigten werden von der Umsatzsteuer befreit, d.h. 9 Prozentpunkte gegenüber der üblichen Umsatzsteuer in Höhe von 21 %.</p>		

Abbildung 35: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Portugal

7.17 Förderungssystem in Ungarn

In Ungarn wird der Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Preisregelung in Form von festen Tarifen [§ 13 (1) Gesetz Nr. LXXXVI 2007] gefördert. Um den Anspruch geltend zu machen, müssen die Anlagenbetreiber beim Energiebüro einen Antrag einbringen. Das Energiebüro legt dann Einspeisevergütung für die jeweilige Anlage fest. Die Vergütung unterscheidet zwischen 3 Zeiten: nämlich Hauptzeit, Nebenzeit und Tiefzeit. Diese Zeiten sind wiederum gesetzlich geregelt und werden nochmals in geografische Zonen sowie in Ruhe und Werktage unterschieden. Es werden in Ungarn praktisch alle erneuerbaren Energietechnologien gefördert. Das Gesetz [§ 13 (1) Gesetz Nr. LXXXVI 2007] sieht vor, dass die Anlagenbetreiber Vorrang bei der Nutzung und beim Netzanschluss haben. Die

⁴² Quelle aus [13]

Kosten des Netzanschlusses sowie des Netzausbaus hat der Netzbetreiber zu tragen. Abbildung 36 zeigt das Fördersystem von Biogasanlagen in Ungarn.⁴³

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in HUF/kWh
Gilt für alle Biogasanlagen	Genehmigung vor 01.01.2008 Hauptzeit: Nebenzeit: Tiefstwert:	34,31 30,71 12,54
	Genehmigung nach 01.01.2008 Anlagen unter 20 MW: Hauptzeit: Nebenzeit: Tiefstwert:	 33,35 29,84 12,18
	Genehmigung nach 01.01.2008 Anlagen zwischen 20-50 MW: Hauptzeit: Nebenzeit: Tiefstwert:	 26,67 23,88 9,74
	Die Dauer der Vergütung für Biogasanlagen unterliegt in Ungarn weiteren Verordnungen, darf jedoch die Amortisationsdauer nicht überschreiten.	

Abbildung 36: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Ungarn

7.18 Förderungssystem in Spanien

In Spanien wird Strom aus erneuerbaren Energien hauptsächlich durch eine Preisregelung gefördert. Erzeuger von Strom aus erneuerbarer Energie haben die Wahl zwischen einem festen Einspeisetarif oder einem Premiumtarif. Des Weiteren gibt es die Möglichkeit Unternehmenssteuerreduktion von allen mit erneuerbaren Energien in Verbindung stehenden Investitionen zu erhalten. In Spanien sind praktisch alle erneuerbare Energietechnologien förderfähig. Die Abbildung 37 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen dar. In Spanien besteht ein gesetzlicher Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss und vorrangige Netznutzung für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien. Es kann ein vertraglicher Anspruch auf Netzausbau auf Kosten des Anlagenbetreibers bestehen, wenn dies für den Anschluss der Anlage an das Netz erforderlich ist. Im Übrigen besteht eine Pflicht des

⁴³ Quelle aus [13]

Netzbetreibers zum Netzausbau nach den allgemeinen energiewirtschaftsrechtlichen Vorschriften.⁴⁴

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €ct/kWh
Gilt für alle Biogasanlagen	Für 15 Jahre Abhängig von der Anlagengröße Ab dem 16. Jahr	8,6311-14,1141
	Ab dem 16. Jahr	7,0306
Die Dauer der Einspeisevergütung für Biogasanlagen wird in Spanien für die gesamte Betriebsdauer einer Anlage ausbezahlt, jedoch wird sie nach 15 Jahren reduziert.		
Premiumtarif		
Gilt für alle Biogasanlagen	Abhängig von der Anlagengröße	4,5652-11,0355
Steuerliche Regulierungsmechanismen (Unternehmenssteuerreduktion)		
Diese Steuerbegünstigung gewährt jedem Steuerzahler vom 1. Mai 2011 bis Dezember 2012, der ein Jahreseinkommen von 71.007,20 € nicht übersteigt einen Steuererlass von 20 % auf alle verbundenen Investitionen rund um den Einsatz von Erneuerbarer Energie.		
Unter einem Einkommen von 53.007,20 € kann die Steuererleichterung maximal 6.750 € betragen.		

Abbildung 37: Förderungssystem für Biogasanlagen in Spanien

7.19 Förderungssystem in Lettland

Die Republik Lettland verfügt über ein Mischsystem im Bezug auf das Förderungssystem von Strom aus erneuerbaren Energien, welches auf einem Einspeisetarif basiert. In Lettland werden, ähnlich wie in den meisten EU Ländern, alle erneuerbaren Technologien gefördert. Die Höhe dieser Vergütung ist abhängig von der in der Verordnung festgelegten Formel, die vom Erdgaspreis, dem Wechselkurs des lettischen Lat gegenüber dem Euro sowie von einem Koeffizient, der sich nach Größe der Anlage richtet, abhängt. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in ganz Lettland nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Vorschriften. Es besteht im Allgemeinen kein Vorrang für den Netzanschluss sowie bei der Netznutzung von Strom aus erneuerbaren Energien, jedoch hat

⁴⁴ Quelle aus [13]

der Anlagenbetreiber, der Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt, das Recht auf Netzausbau, wenn dieser für den Netzanschluss notwendig ist. Die Abbildung 38 stellt die Förderungsstruktur für Biogasanlagen in Lettland im Detail dar.⁴⁵

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh
Gilt für alle Biogasanlagen	<p>Formel für die Berechnung der Vergütung:</p> $C = 188 * e * k$ <p>C...Preis ohne Mehrwertsteuer, den der Händler für den produzierten Strom bezahlt.</p> <p>e ... Wechselkurs Lat gegenüber Euro an jenem Tag an dem die Rechnung ausgestellt wurde.</p> <p>k... Koeffizient der sich laut Verordnung nach der Anlagengröße richtet.</p>	<p>Kann nicht beziffert werden, da der Wert ständigen Schwankungen unterliegt.</p>
Die Förderdauer für Biogasanlagen beträgt in Lettland 10 Jahre ab Inbetriebnahme.		

Abbildung 38: Förderungssystem für Biogasanlagen in Lettland

7.20 Förderungssystem in Rumänien

In Rumänien wird der Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch eine Mengenregelung gefördert. Diese Mengenregelung basiert auf eine Quotenregelung, indem sich Stromerzeuger und Stromhändler verpflichten, dass der Strom den sie an Kunden liefern, eine gewisse Quote von „grünen“ Zertifikaten zu beinhalten hat. Diese Zertifikate werden den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien zugeteilt. Jedoch wird dieses System noch nicht angewendet, da es sich bei der EU-Kommission zu Beihilfeprüfung befindet. Weiters gewährt der rumänische Umweltfond Subventionen im Bereich dieser Technologien, wobei Biogas nicht mittels Subventionen gefördert wird. Der Netzbetreiber ist verpflichtet solche Anlagen ohne Diskriminierung ans elektrische Verbundnetz anzuschließen. Weiters besteht Vorrang bei Übertragung und das Recht auf Netzausbau, wenn dies für den Netzanschluss

⁴⁵ Quelle aus [13]

erforderlich ist. Die nachstehende Abbildung 39 stellt das Fördersystem von Biogasanlagen in Rumänien im Detail dar.⁴⁶

Mengenregelung in Form von „Grün“ Zertifikate		Euro/Zertifikat
Gilt für alle Biogasanlagen	<p>Die Höhe der Förderung entspricht den am Markt erzielten Zertifikatspreisen. Für den Zeitraum 2008-2025 bewegt sich der Transaktionspreis gemäß Art. 11 Abs. 1 lit. 1 Gesetz 220/2008 zwischen diesen Preisen.</p> <p>Für diese Anlagen werden pro MWh drei Zertifikate ausgegeben.</p> <p>Für besonders effizienter Kraft-Wärmekopplung wird ein zusätzliches Zertifikat ausgegeben (Art. 6. Abs. 4 Gesetz 220/2008).</p>	27-55
<p>Die Förderung von Biogasanlagen ist in Rumänien auf 15 Jahren, die nach dem 01.01.2004 in Betrieb genommen wurden, befristet (Art. 3 Abs. 2 lit. a Gesetz 220/2008). Für jene Anlagen die schon vor dem erwähnten Datum im Betrieb waren und nicht älter als 10 Jahre sind, endet die Förderung nach 7 Jahren (Art. 3 Abs. 2 lit. c Gesetz 220/2008).</p>		
Festgesetzte „Quote“ bis 2030		%
Ist als Prozentsatz der gesamten jährlichen Energieverkaufsmenge des Verpflichteten angegeben (nach Art. 4 Abs. 4 und 5 Gesetz 220/2008).	<p style="text-align: center;">2011</p> <p style="text-align: center;">2012</p> <p style="text-align: center;">2013</p> <p style="text-align: center;">2014</p> <p style="text-align: center;">2015</p> <p style="text-align: center;">2016</p> <p style="text-align: center;">2017</p> <p style="text-align: center;">2018</p> <p style="text-align: center;">2019</p> <p style="text-align: center;">2020</p> <p style="text-align: center;">in den Jahren 2020-2030</p>	<p>10,00</p> <p>12,00</p> <p>14,00</p> <p>15,00</p> <p>16,00</p> <p>17,00</p> <p>18,00</p> <p>19,00</p> <p>19,50</p> <p>20,00</p> <p>mind. 20</p>
Subvention		
<p>In Rumänien wird eine Subvention in Höhe von 50 % der förderfähigen Kosten einer Anlage, ausgenommen in der Region Bucharest-Ilfov (40 % der Kosten) gewährt. Die max. Förderhöhe beträgt 30 Mio. Lei (ca.7, 13 Mio. Euro), (Art. 21 Abs. 2 Verordnung 714/2010).</p>		

Abbildung 39: Förderungssystem für Biogasanlagen in Rumänien

⁴⁶ Quelle aus [13]

7.21 Förderungssystem in Schweden

In Schweden wird Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch eine Mengenregelung mit Zertifikatshandel gefördert. Dies bedeutet, dass Stromlieferanten nachweisen müssen, dass ein gewisser Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern stammen muss (Abbildung 40). Der Nachweis erfolgt durch handelbare Zertifikate, die den Anlagenbetreibern von erneuerbaren Energien zugeteilt werden.

Mengenregelung in Form von „Grün“ Zertifikate		Euro/Zertifikat
Gilt für alle Biogasanlagen	Die Höhe der Förderung entspricht dem Marktpreis für Strom und den Zertifikatspreisen.	ca. 13-16 €
Festgesetzte „Quote“ bis 2035		
Gilt für alle Biogasanlagen	Die Förderung endet für Anlagen, die vor 01.05.2003 in Betrieb gegangen sind, nach Ablauf des Jahres 2012 bzw. 2014.	
	2011-2012	0,179
	2013	0,135
	2014	0,142
	2015	0,143
	2016	0,144
	2017	0,152
	2018	0,168
	2019	0,181
	2020	0,195
	2021	0,190
	2022	0,180
	2023	0,170
	2024	0,161
	2025	0,149
	2026	0,137
	2027	0,124
	2028	0,107
	2029	0,092
	2030	0,076
2031	0,061	
2032	0,045	
2033	0,028	
2034	0,012	
2035	0,008	

Abbildung 40: Förderungssystem für Biogasanlagen in Schweden

Weiters gibt es in Schweden zusätzliche steuerliche Begünstigungen und es besteht die Möglichkeit, um Subventionen anzusuchen, wovon jedoch Biogas ausgenommen ist. Grundsätzlich werden in Schweden alle erneuerbaren Energietechnologien gefördert. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich im Königreich Schweden nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften. Vorrang von erneuerbaren Energien gibt es jedoch nicht.⁴⁷

7.22 Förderungssystem in Italien

In Italien wird Strom aus erneuerbaren Energien im Allgemeinen durch eine Mengenregelung (certificati verdi) gefördert. Das heißt genauer, dass sich Stromimporteure und Stromerzeuger verpflichten müssen einen gewissen Stromanteil aus erneuerbaren Energien zu erzeugen oder eine gewisse Menge an grünen Zertifikaten zuzukaufen. Zu dieser Mengenregelung werden auch alternativ bestehende verschiedene Typen von Preisregelungen für Kleinanlagen verwendet. Dazu zählen Anlagen unter 1 MW. Photovoltaik wird in Italien durch einen Premiumtarif („conto energia per il solare fotovoltaico“) gefördert. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, den Strom am freien Markt oder zum geregelten festgesetzten Preis durch den Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) zu verkaufen und unter bestimmten Voraussetzungen auch das Net-Metering in Anspruch zu nehmen. Neben dieser Preis- und Mengenregelungen wird Strom aus Erneuerbaren zusätzlich indirekt durch steuerliche Regulierungsmechanismen gefördert. Demnach wird für die Erzeugung von Strom aus Wind und Sonne durch eine reduzierte Umsatzsteuer von 10 % gewährt. In Italien wird jede Art von erneuerbarer Energietechnologie gefördert. Beim Netzzugang und der Übertragung sind Anlagenbetreiber, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, zu bevorzugen. Weiters haben diese das Recht auf Netzausbau, wenn dieser für den Netzanschluss notwendig ist. Die Abbildung 41 stellt die Förderungsstruktur für Biogasanlagen in Italien im Detail dar.⁴⁸

⁴⁷ Quelle aus [13]

⁴⁸ Quelle aus [13]

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung I (Tariffa Omnicomprensiva)		Tarif in €ct /kWh
Gilt für alle Biogasanlagen	Gilt für alle Anlagen mit einer elektrischen Leistung zwischen 1 kW und 1 MW (Art. 2 Abs. 145 L 244/07)	28
Die Dauer dieser Vergütung für Biogasanlagen beträgt 15 Jahre nach Inbetriebnahme, jedoch nur für Anlagen die bis 31. Dezember 2012 in Betrieb gehen.		
Mengenregelung (Certificati verdi)		
Gilt für alle Biogasanlagen	<p>gilt für alle Anlagen jedoch nur noch für jene förderfähigen Anlagen welche bis 31. Dezember 2012 in Betrieb gehen. Der Anteil der der Quote für erneuerbaren Energie an der gesamten Stromproduktion beträgt für 2012, 7,55 % und fällt ab 2012 linear bis 2015 auf den Wert 0.</p> <p>Der Wert eines Zertifikates entspricht seit 2008 1 MWh, jedoch wird er alle drei Jahre durch ein Dekret des Wirtschaftsministeriums geändert und somit im Ausmaß der letztjährigen Nettoproduktion mit Hilfe eines Koeffizienten multipliziert.</p> <p>Koeffizient für Biogasanlagen Deponiegas: 0,8 (Art. 2 Abs.144 L 244/07). Alle anderen Biogasanlagen: 1,8</p>	
Einspeisevergütung II (ritiro dedicato)		
<p>Ritiro dedicato ist eine generelle Möglichkeit Energie in Italien zu verkaufen. GSE übernimmt hierbei den Verkauf und tritt quasi als Vermittler zwischen Erzeuger und Verbraucher ein. Die Höchstgrenze liegt bei zwei Mio. kWh für die festgesetzten Mindesttarife. Strom über diesem Limit wird zum Marktpreis vergütet.</p> <p style="text-align: center;">Vergütungssätze für 2011 Jährliche Produktion bis 500 MWh Jährliche Produktion von 500 – 1000 MWh Jährliche Produktion von 1000 – 2000 MWh Jährliche Produktion über 2000 MWh</p>		
Net Metering		
<p>Anlagenbetreiber mit einer Anlagenleistung von bis zu 20 kW und Betreiber die ihre Anlage nach 21.12.2007 in Betrieb genommen haben und eine elektrische Leistung zwischen 20 und 200 kW besitzen können dieses Net Metering nutzen. Dieses Net Metering stellt eine Alternative zu der Einspeisevergütung (Tariffa Omnicomprensiva) dar ist jedoch mit der Mengenregelung (Certificati verdi) kombinierbar. Net Metering ist keine direkte Vergütung sondern verrechnet eingespeiste und verbrauchte Energie.</p> <p>Dadurch erhält der Besitzer eine Zahlung in Höhe der Differenz zwischen eingespeister und bezogener Energie.</p>		

Abbildung 41: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Italien

7.23 Förderungssystem in der Slowakei

In der Slowakei wird Strom aus erneuerbaren Energien durch eine Preisregelung in Form von fixen Einspeisevergütungen und einer Verpflichtung der Abnahme des Stromes gefördert. Neben diesen fixen Sätzen gibt es noch eine Verbrauchsteuerbefreiung sowie Subventionen im Rahmen des Europäischen Strukturfonds. In der Slowakei wird jede Art von erneuerbaren Technologien gefördert. Die Abbildung 42 zeigt die Förderstruktur für Biogasanlagen.

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €ct /kWh
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten sowie sonstige Fermentationsanlagen	Anlagen bis 1 MW	14,872
	Anlagen über 1 MW	13,245
Deponiegas	gilt für alle	9,636
Klärgas		
Die Dauer der Vergütung für Biogasanlagen beträgt in der Slowakei 15 Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage		
Subvention I (OP Konkurrenzfähigkeit und Wirtschaftswachstum)		
Diese Subvention gewährt einen Zuschuss für Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zur Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen. Ausschreibung erfolgt entweder im Rahmen des Schemas der „de minimis“ oder dem Schema der staatlichen Beihilfe.		
Beim „de minimis“ sind Biogasanlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 2 MW förderfähig. Bei der staatlichen Beihilfe sind Biogasanlagen von 50 kW bis 30 MW förderfähig.		
Subvention II (OP Region Bratislava)		
Diese Subvention gewährt einen Zuschuss für Erneuerbare Stromerzeugungsanlagen für „Innovationen und Technologietransfers“. Ausschreibung erfolgt entweder im Rahmen der des Schemas der „de minimis“ oder dem Schema der staatlichen Beihilfe. Momentan ist keine Ausschreibung geöffnet.		
Beim „de minimis“ sind Biogasanlagen bis zu einer elektrischen Leistung von 5 MW förderfähig. Bei der staatlichen Beihilfe sind Biogasanlagen von 5 MW bis 10 MW förderfähig.		
Steuerliche Regulierungsmechanismen (Verbrauchssteuerbefreiung)		
Der Strom aus Biogasanlagen ist von der Verbrauchsteuer befreit.		

Abbildung 42: Förderungssystem für Biogasanlagen in der Slowakei

Der Netzzugang für Strom aus erneuerbarer Energie richtet sich in der Slowakei vorrangig nach dem gesetzlichen Bestimmungen. Es besteht im Allgemeinen Vorrang für den

Netzanschluss sowie bei der Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien.⁴⁹

7.24 Förderungssystem in Malta

Die maltesische Regierung fördert nur die Errichtung von privat genutzten Wind- und Solaranlagen, die Strom erzeugen. Diese werden in Form von Subventionen gefördert. Zu diesen Subventionen gibt es eine Preisregelung in Form von festen Einspeisevergütungen, aber nur für Strom aus Photovoltaikanlagen. Biogas wird nicht gefördert. Im Bezug auf den Netzanschluss gilt für Anlagen die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, der Anspruch auf vorrangigen Anschluss sowie vorrangiger Übertragung gegenüber dem Netzbetreiber.⁵⁰

7.25 Förderungssystem in Slowenien

In Slowenien wird Strom aus erneuerbaren Energien hauptsächlich durch eine Preisregelung gefördert. Bestimmte Erzeuger („qualifizierte Erzeuger“) von Strom aus erneuerbaren Energien haben die Wahl zwischen einem festen Einspeisetarif oder einem Bonus („Prämie“) zu dem auf den freien Strommarkt erzielten Preis. Eine garantierte Einspeisevergütung zu einem „einheitlichen Jahrespreis“ erhalten jedoch nur Anlagenbetreiber mit einer Leistung von maximal 5 MW. Die Förderung mittels Premium Tarifs ist auf eine Anlagenleistung von 5 MW begrenzt. Es werden auch Subventionen und ein Kredit für die Förderung erneuerbarer Energien öffentlich ausgeschrieben. In Slowenien werden praktisch alle erneuerbare Energietechnologien gefördert. Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Slowenien nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften. Ein Anschlussvorrang besteht nicht. Abbildung 43 zeigt das Fördersystem von Biogasanlagen in Slowenien.⁵¹

⁴⁹ Quelle aus [13]

⁵⁰ Quelle aus [13]

⁵¹ Quelle aus [13]

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €/kWh
Biogas aus Biomasse	bis 50 kW	16,005
	50 kW-1.000 kW	15,567
	1.000 kW-5.000 kW	14,077
Biogas aus Biologisch abbaubaren Abfällen	bis 50 kW	13,923
	50 kW-1.000 kW	13,923
	1.000 kW-5.000 kW	12,915
Deponiegas	bis 50 kW	9,933
	50 kW-1.000 kW	6,747
	1.000 kW-5.000 kW	6,167
Klärgas	bis 50 kW	8,584
	50 kW-1.000 kW	7,442
	1.000 kW-5.000 kW	6,609
Andere (Biologische Industriefälle)	bis 50 kW	13,923
	50 kW-5.000 kW	12,915
Die Vergütung für Biogasanlagen wird in Slowenien für die gesamte Laufzeit des Vertrages gewährt und die Förderungsdauer ist auf max. 15 Jahre befristet.		
Premium Tarif		
Wird nach einer festgesetzten Formel mit den Faktoren Marktpreis für Strom, die Referenzkosten und einem Faktor „B“ berechnet (Art.8 RS 37/2009 i.V. m. Annex III RS 37/2009). Referenzkosten sowie Faktor „B“ sind abhängig von der Anlagengröße sowie Art des verwendeten Substrates.		
Die Förderung mittels Premium Tarif ist gesetzlich nicht befristet.		
Subvention (Für Investitionsprojekte)		
Es werden bei dieser Subvention die Mehrkosten gegenüber anderer konventioneller Energieformen gefördert. Die maximale Höhe beträgt 40 % der förderfähigen Kosten des Investitionsprojektes. Für kleine und mittlere Anlagen kann die Förderung auf 50 % erhöht werden.		

Abbildung 43: Förderungssystem für Biogasanlagen in Slowenien

7.26 Förderungssystem in Tschechien

In der Tschechischen Republik wird der Strom aus erneuerbaren Energien entweder durch eine fixe Einspeisestruktur oder durch einen zusätzlich zum Marktpreis ausgezahlten Bonus gefördert. Welche Förderung in Anspruch genommen werden soll kann der Anlagenbetreiber selbst entscheiden. Zur Preisregelung gibt es in Tschechien noch die Möglichkeit, indirekte Förderungen durch diverse Subventionen und eine Steuerbefreiung auf die Stromverkaufseinnahmen für Biogasprojekte zu erhalten. In Tschechien sind praktisch alle

erneuerbare Energietechnologien förderfähig. Die nachstehende Abbildung 44 zeigt die genaue Förderungsstruktur für Biogasanlagen.

Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung		Tarif in €ct/kWh
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten	gilt für alle	16,48
Deponiegas		9,636
Klärgas		
Industriegas		14,20
Die Dauer der Vergütung für Biogasanlagen beträgt in Tschechien 20 Jahre.		
Premium Tarif		
Biogas aus landwirtschaftlichen Produkten	gilt für alle	12,60
Deponiegas		6,00
Klärgas		
Industriegas		10,32
Subvention (Programm EKOENERGIE)		
Diese Subvention wird durch das Ministerium für Industrie und Handel mittels einer Ausschreibung gewährt und beträgt bei Zusage mind. 500.000 CZK (ca. 19.417 Euro). Die Höchstgrenze dieser Förderung beträgt 100 Mio. CZK (ca. 3.883.500 Euro).		
Subvention (Operationales Programm Umwelt)		
Diese Subvention gewährt mittels einer Ausschreibung einen Zuschuss in Höhe von max. 20 % der Gesamtausgaben und ist auf max. 50 Mio. CZK (ca. 1.940.000 Euro) begrenzt.		
Kredit (EKOENERGIE)		
Dieser Kredit wird vom Ministerium für Industrie und Handel, mittels einer jeweiligen Ausschreibung näher bestimmt. Diese Kredite werden bis zu einer Höhe von 50 Mio. CZK (ca. 1.940.000 Euro) mit einem festen Zinssatz von 1 % pro Jahr verzinst. Die Laufzeit beträgt max. 15 Jahre.		
Steuerliche Regulierungsmechanismen (Einkommensteuerbefreiung)		
Die Einkommenssteuer wird in dem Jahr, in dem die Anlage in Betrieb geht sowie in den folgenden fünf Jahren erlassen (§ 4 Abs. 1 Buchstabe e und § 19 Abs. 1 Buchstabe d Gesetz Nr. 586/1992).		

Abbildung 44: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Tschechien

Bezüglich des Netzanschlusses gilt für Anlagen, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen, der Anspruch auf vorrangigen Netzanschluss. Die Netznutzung und der Netzausbau richten sich nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften.⁵²

7.27 Förderungssystem in Großbritannien

In Großbritannien wird Strom aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen durch eine Kombination aus Einspeisetarif und einer Mengenregelung mit Zertifikathandel gefördert. Das Einspeisetarifmodell gewährt den zugelassenen Anlagenbetreibern mit einer Leistung unter 5 MW, den erzeugten Strom am Markt zum festgesetzten Tarif zu verkaufen. Anlagenbetreiber über 5 MW fallen in die Mengenregelung. Dies bedeutet, dass Stromlieferanten nachweisen müssen, dass ein gewisser Anteil („Quote“) des Stroms aus erneuerbaren Energieträgern stammt. Der Nachweis erfolgt durch handelbare Zertifikate, die den Anlagenbetreiber von erneuerbaren Energien zugeteilt werden. Zusätzlich gewährt das Ministerium für Energiefragen und Fragen des Klimawandels (DECC) Subventionen für Projekte im Bereich der erneuerbaren Energien durch den Environmental Transformation Fund (ETF). Der Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energien richtet sich in Großbritannien nach den allgemeinen energierechtlichen Vorschriften. Ein Vorrang gegenüber erneuerbaren Energien besteht nicht. Die Abbildung 45 stellt die Förderungsstruktur für Biogasanlagen in Großbritannien im Detail dar.⁵³

⁵² Quelle aus [13]

⁵³ Quelle aus [13]

Mengenregelung in Form von „Grün“ Zertifikate		
<p>Im Allgemeinen sind alle Klär- und Deponiegasanlagen förderfähig, außer Klär- und Deponiegasanlagen die nach 01.01.1990 in Betrieb gegangen sind und ihre wesentlichsten Bestandteile nicht erneuert haben (Art. 18 ROO 2009).</p> <p>Zertifikatsmenge England, Wales und Schottland: Strom aus Deponiegas: 4 MWh erforderliche Menge pro Zertifikat Strom aus Klärgas: 2MWh erforderliche Menge pro Zertifikat</p> <p>Zertifikatsmenge Nordirland: Strom aus Deponiegas und Klärgas: 4 MWh erforderliche Menge pro Zertifikat</p>		
Festgesetzte „Quote“ bis 2027	Anzahl der ROCs/MWh	
Gilt für alle Biogasanlagen	England, Wales und Schottland:	
	1.April 2009-31.März 2010	0,0097
	1.April 2010-31.März 2011	0,0104
	1.April 2011-31.März 2012	0,0114
	1.April 2012-31.März 2013	0,0124
	1.April 2013-31.März 2014	0,0134
	1.April 2014-31.März 2015	0,0144
	1.April 2015-31.März 2016	0,0154
	Jede weitere Periode bis 2027	0,0154
	Nordirland:	
	1.April 2009-31.März 2010	0,035
	1.April 2010-31.März 2011	0,040
	1.April 2011-31.März 2012	0,050
	1.April 2012-31.März 2013	0,063
Jede weitere Periode bis 2027	0,063	
Preisregelung in Form einer Einspeisevergütung	Tarif in GBP/kWh	
Gilt für alle Biogasanlagen	Alle Biogasanlagen mit einer Leistung unter 5 MW Förderfähige Anlagen müssen nach bestimmten Verfahren zertifiziert werden.	
	≤ 500 kW	0,121
	> 500 kW	0,094
Die Dauer der Einspeisevergütung beträgt für Biogas 20 Jahre.		
Steuerliche Regulierungsmechanismen (Climate Change Levy)		
<p>Climate Change Levy ist eine Klimaschutzabgabe. Stromerzeuger aus erneuerbaren Energiequellen sind von dieser Abgabe befreit. Für 2011 beträgt diese Befreiung 0,0047 GBP/kWh</p>		

Abbildung 45: Förderstruktur für Biogasanlagen in Großbritannien

7.28 Grafischer Überblick der Fördersysteme

Dieses Kapitel fasst die einzelnen Förderungsmechanismen der EU Mitgliedstaaten nochmals grafisch zusammen. Die Abbildung 46 zeigt die direkt angewandten Förderungssysteme für Biogasanlagen in den EU-Mitgliedsstaaten. Diese Förderstrukturen lassen sich grob in Mengenregelungen, Preisregelungen sowie Net-Metering aufteilen. Die Länder Schweden, Belgien und Rumänien wenden eine reine Mengenregelung mittels Zertifikathandel an. Eine reine Preisregelung mittels festen Einspeisetarifef verwenden die Länder Deutschland, Österreich, Griechenland, Ungarn, Slowakei, Portugal, Litauen, Bulgarien, Luxemburg, Frankreich, Zypern sowie Lettland. In Spanien, Slowenien und Tschechien hat man als förderfähiger Biogasanlagenbetreiber die Wahl zwischen einer Preisregelung in Form einer fixen Einspeisevergütung oder einer Preisregelung in Form eines Premium Tarifs, der zusätzlich zum Marktpreis gezahlt wird. Eine reine Preisregelung mittels Premium Tarifes wenden die Länder Finnland, Estland, Belgien und Irland an.

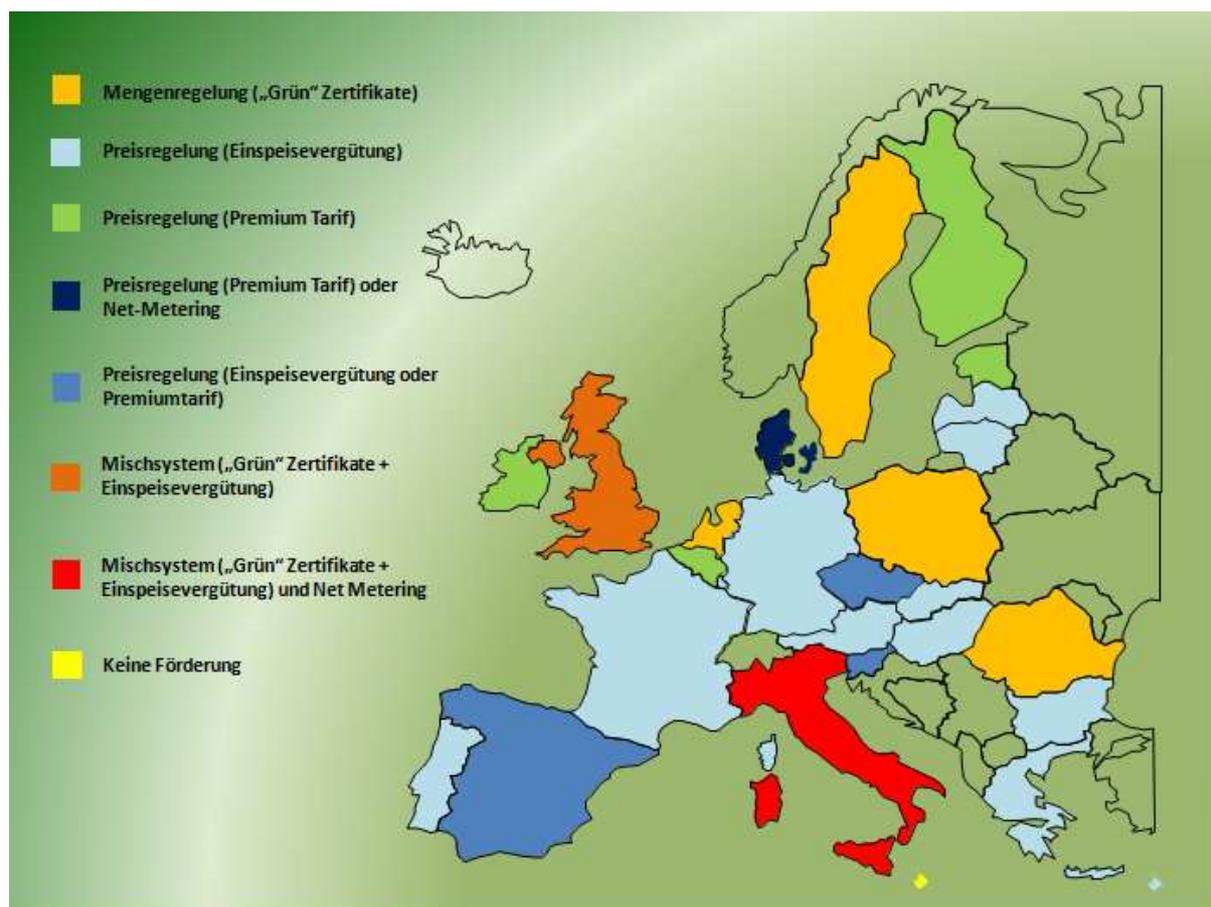


Abbildung 46: Förderstrukturen für Biogasanlagen in den EU Ländern

Dänemark verfügt über eine Preisregelung oder ein Net-Metering System. In Italien wird ein Mischsystem mit Einerseits einer Mengenregelung mittels Zertifikathandel oder Andererseits

zusätzliche Kredite. Biogasanlagenbetreiber in Lettland und Polen erhalten steuerliche Erleichterungen sowie spezielle Kredite. Die restlichen EU Mitgliedstaaten gewähren keine zusätzlichen indirekten Förderungen.

8 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Betrachtung und Bewertung der Wirtschaftlichkeit landwirtschaftlicher Biogasanlagen stellt sich als sehr schwierig und komplex dar, da diese von vielen Parametern abhängt. Zu diesen Einflussfaktoren zählen beispielsweise Stromvergütungssätze, Investitionskosten, Personalkosten, Wartungskosten, energetischer Wirkungsgrad, Methangehalt, Substratkosten, Versicherungen, Anlagengröße etc. Darum muss praktisch jedes Biogasprojekt einzeln untersucht und betrachtet werden. Die nachfolgenden Punkte versuchen die untersuchten Abhängigkeiten und dadurch entstandenen Tendenzen abzuleiten.

- Den größten Teil der Investitionskosten der untersuchten Biogasanlagen bis 150 kW nimmt der Kostenblock Energietechnik ein. Dieser Block sinkt mit zunehmender Anlagenleistung. Der zweitgrößte Kostenverursacher in diesem Leistungssegment ist der Block Bau, wobei dieser mit zunehmender Leistung zunimmt und so bei den Anlagen über 150 kW den größten Kostenfaktor verursacht. Ebenfalls nehmen mit zunehmender Leistung die Kosten für den Block technische Ausrüstung zu, welche den drittgrößten Kostenblock einer landwirtschaftlichen Anlage darstellt. Kosten für Planung und Genehmigung steigen mit zunehmender elektrischer Leistung einer Anlage.
- Die spezifischen Investitionskosten der Modellanlagen unterliegen einer starken Degression bezogen auf die Anlagenleistung und belaufen sich zwischen 2.000 €/kW und ca. 7.000 €/kW je nach Aufbau und Anlagenleistung. Speziell im kleinen Leistungsbereich bis 175 kW fallen sehr hohe Investitionskosten an.
- Die berechneten Stromgestehungskosten belaufen sich bei den untersuchten Modellanlagen zwischen 11 und 25 €/kWh. Im Verhältnis sind diese im Mittel mit 10 €/kWh doch deutlich teurer als konventionelle Kraftwerke (Kohle-, Gas-, Kernkraftwerke). Gegenüber Photovoltaik Anlagen bis 10 kWp und solarthermischen Kraftwerken sind die Modellanlagen im Mittel günstiger, jedoch teurer als Windkraftwerken sowohl Onshore als auch Offshore.

- Da praktisch jede Biogasanlage hinsichtlich ihrer Größe, des verwendeten Substrates oder ihres Standortes sehr unterschiedlich aufgebaut ist, ist es unumgänglich jede Anlage einer sorgfältigen Anlagenplanung zu unterziehen, um geeignete Rahmenbedingungen für die Wirtschaftlichkeit zu schaffen.
- Landwirtschaftliche Biogasanlagen in einem Leistungssegment von bis zu 175 kW, welche in Kofermentation geführt werden, sind nur durch optimale Planung und Betrieb wirtschaftlich zu betreiben. Zukauf von Kosubstraten ist als nicht wirtschaftlich einzustufen. Im verwendeten Modell sind, ausgenommen der Modellanlage 3, welche durch Verwendung von Speiseresten als Kosubstrat einen zusätzlichen Erlös erzielen kann, alle im Basisfall negativ. Der Grund dafür ist Einerseits in den hohen Investitionskosten und auch den damit verbundenen hohen Stromgestehungskosten, Andererseits aber vor allem in den Substratbereitstellungskosten für das verwendete Kosubstrat zu finden. Auch wenn Anbauflächen für Maissilage vorhanden sind, entstehen dennoch hohe Kosten für die Bewirtschaftung der Flächen, was Niederschlag auf die Wirtschaftlichkeit findet. Zudem verwenden Anlagen im niedrigen Leistungssegment Zündstrahlmotoren, welche im Betrieb Zündöl benötigen und ebenfalls jährlich Mehrkosten verursachen. Auch wurde im Basisfall bei keiner dieser Anlagen ein zusätzlicher Wärmeverkauf mitberücksichtigt.
- Die untersuchten Anlagen über einer elektrischen Leistung von 300 kW können durch geringere Investitionskosten, höhere elektrische Wirkungsgrade sowie keine entstehenden Zündölkosten gewinnbringend betrieben werden, auch wenn ein Großteil des benötigten Substrat nicht mehr eigens bereitgestellt werden kann und somit zugekauft werden muss und dadurch jährlich hohe variable Kosten verursacht. Ein zusätzlicher Erlös durch den Verkauf von Wärme würde die Betriebsergebnisse der Modellanlagen deutlich verbessern, weswegen bereits bei der Anlagenplanung auf ein etwaig vorhandenes Wärmenetz zu achten ist.
- Die durchgeführte Sensitivitätsanalyse bezogen auf die Stromgestehungskosten zeigt, dass die Veränderungen des elektrischen Wirkungsgrades sowie der Methanausbeute die größten Auswirkungen auf die Stromgestehungskosten bewirken. Diese Änderung ist von der Anlagengröße unabhängig. Demnach bewirkt die Veränderung dieser

Parameter um 5 % jeweils eine Änderung der Stromgestehungskosten von 4-5 %. Einen weiteren großen Einfluss bewirkt die Veränderung der Investitionskosten. Diese betragen abhängig von den Anlagengrößen zwischen 2 und 4 %. Die Veränderung der Betriebsstunden um 300 Stunden (entspricht 5 %) bewirkt eine Senkung der Stromgestehungskosten von 1,4 bis 2,3 %, abhängig von der jeweiligen Anlagengröße. Den geringsten Einfluss der untersuchten Parameter stellen auf den ersten Blick die Substratkosten dar. Demnach bewirkt eine Erhöhung dieser Kosten um ebenfalls 5 % eine Steigerung der Stromgestehungskosten von 1,2 bis 2,2 %. Tatsächlich beeinflussen die Substratkosten bzw. Substratbereitstellungskosten die Gesamtkosten einer Biogasanlage sehr stark. Das verwendete Substrat stellt in jeder Biogasanlage den Rohstoff dar, welcher dann in weiterer Folge in elektrischen Strom und Wärme umgewandelt wird. Im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energiequellen entstehen für Biogasanlagen ständig Kosten für die Bereitstellung beziehungsweise für den Zukauf des Substrates, was in den Stromgestehungskosten Niederschlag findet. Deshalb hängt die Höhe der Stromgestehung und dann in weiterer Folge der Erfolg der Biogasanlage größtenteils von den Substrat- und Bereitstellungskosten ab, da diese Kosten an den Lebensmittelpreisen, genauer am Mais- und Getreidepreis, hängen. Somit ist der Inputfaktor Substratkosten sehr volatil. Dies bedeutet bei einer Steigerung des Maispreises von 50 % eine Erhöhung der Stromgestehungskosten der Modellanlage 10 um 23 %.

- Die Sensitivitätsanalyse bezogen auf die Betriebsergebnisse der Modellanlagen zeigt, dass speziell kleinere Anlagen durch die Einzelparametervariationen der Inputparameter nur schwer in den Gewinnbereich zu bringen sind. Den größten Einfluss in dieser Analyse bewirkt ein zusätzlicher Wärmeverkauf in Kombination mit den zusätzlich zwei €/kWh, der in Österreich in Form eines KWK Bonus gewährt wird. Durch diesen zusätzlichen Wärmeverkauf würden, bis auf Modellanlage 1, alle Anlagen ein positives Betriebsergebnis erzielen. Deshalb ist bereits bei der Anlagenplanung auf ein etwaig vorhandenes Wärmenetz zu achten. Diese Analyse zeigt weiters, dass sich speziell der elektrische Wirkungsgrad stark auf das Betriebsergebnis auswirkt. Eine Verschlechterung um jeweils 5 % würde, bis auf Modellanlagen 3 und 6, alle Modellanlagen negativ machen. Desweiteren tragen auch die Substratkosten einen wesentlichen Beitrag zu Wirtschaftlichkeit bei. Vor allem bei großen Anlagen, die eine große Menge NaWaRos verwenden. So wird von einem

Gewinn von 72.849 € bei Modellanlage 10, ein Verlust von 2.015 €, wenn sich die Substratkosten um 23 % erhöhen. Dies entspricht einer Preiserhöhung von Maissilage von 31 €/Tonne auf 38 €/Tonne.

- Die einzelnen EU Mitgliedsstaaten besitzen unterschiedliche Förderungssysteme für erneuerbare Energien. Im Wesentlichen gewähren die Länder direkte Förderungen in Form von Net-Metering, Preis- oder Mengenregelungen. Desweiteren besteht in den einzelnen Ländern die Möglichkeit, erneuerbare Energiequellen mit indirekten Fördersystemen wie Subventionen, Krediten oder steuerlichen Regulierungsmechanismen zu fördern.

9 Verzeichnisse

9.1 Abbildungen

Abbildung 1: Funktionsschema einer Biogasanlage [1].....	5
Abbildung 2: Anzahl der Biogasanlagen in der EU im Jahr 2009/10, [1].....	6
Abbildung 3: Anzahl der Biogasanlagen im Jahre 2020 in der EU, [1].....	7
Abbildung 4: Aufteilung der Investitionskosten in % nach Systemblöcken	12
Abbildung 5: Kosten der Substratannahme der verwendeten Biogasanlagen	13
Abbildung 6: Kosten des Fermenters der Modellanlagen	13
Abbildung 7: Kosten für Gas- und Kraftwerkstechnik der Modellanlagen.....	14
Abbildung 8: Kosten der Restlagerung der Beispielanlagen.....	15
Abbildung 9: Aufteilung der Investitionskosten in % nach Anlagenkomponenten und Baukosten [4]	16
Abbildung 10: Spezifische Investitionskosten der Beispielanlagen.....	17
Abbildung 11: Wirtschaftlichkeit einer Biogaserzeugung [2].....	18
Abbildung 12: Vergütungssätze für Strom aus Biogas in Österreich [10]	26
Abbildung 13: Schema zur Berechnung der Stromgestehungskosten.....	28
Abbildung 14: Stromgestehungskosten der Modellanlagen	29
Abbildung 15: Stromgestehungskosten im Vergleich zu anderen Energieformen [11]	29
Abbildung 16: Sensitivitätsanalyse auf Basis der Stromgestehungskosten (Bsp.1).....	34
Abbildung 17: Sensitivitätsanalyse auf Basis der Stromgestehungskosten (Bsp.3).....	35
Abbildung 18: Sensitivitätsanalyse auf Basis der Stromgestehungskosten (Bsp.10).....	36
Abbildung 19: Gegenüberstellung Substratkosten Bsp1 und Bsp10.....	37
Abbildung 20: Förderungssystem für Biogasanlagen in Bulgarien.....	43
Abbildung 21: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Estland.....	44
Abbildung 22: Förderungssystem für Biogasanlagen in Dänemark.....	45
Abbildung 23: Förderungssystem von Biogasanlagen in Belgien.....	46
Abbildung 24: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Deutschland.....	47
Abbildung 25: Förderungssystem für Biogasanlagen in Finnland	48
Abbildung 26: Förderungssystem für Biogasanlagen in Frankreich	49
Abbildung 27: Förderungssystem für Biogasanlagen in Griechenland.....	50
Abbildung 28: Förderungssystem für Biogasanlagen in Irland.....	51
Abbildung 29: Förderungssystem für Biogasanlagen in Litauen	52
Abbildung 30: Förderungssysteme für Biogasanlagen in Luxemburg	53
Abbildung 31: Förderungssystem für Biogasanlagen in den Niederlanden	54
Abbildung 32: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Österreich	55
Abbildung 33: Förderungsprogramm für Biogas in Polen	56
Abbildung 34: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Zypern (16).....	57
Abbildung 35: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Portugal	58
Abbildung 36: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Ungarn.....	59
Abbildung 37: Förderungssystem für Biogasanlagen in Spanien	60
Abbildung 38: Förderungssystem für Biogasanlagen in Lettland	61
Abbildung 39: Förderungssystem für Biogasanlagen in Rumänien	62
Abbildung 40: Förderungssystem für Biogasanlagen in Schweden.....	63
Abbildung 41: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Italien.....	65
Abbildung 42: Förderungssystem für Biogasanlagen in der Slowakei	66
Abbildung 43: Förderungssystem für Biogasanlagen in Slowenien	68

Abbildung 44: Einspeisetarife für Biogasanlagen in Tschechien.....	69
Abbildung 45: Förderstruktur für Biogasanlagen in Großbritannien	71
Abbildung 46: Förderstrukturen für Biogasanlagen in den EU Ländern	72
Abbildung 47: Indirekte Förderungsmechanismen für Biogas in den EU Ländern	73
Abbildung 48: Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung 2008, [8]	85
Abbildung 49: Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung 2008,[8]	86
Abbildung 50: Hygienisierungspflichtige Materialien [2]	89
Abbildung 51: Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen Biogasmotoren [3]	89
Abbildung 52: Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen BHKW [12]	90

9.2 Tabellen

Tabelle 1: Aufteilung der Investitionskosten in % nach Systemblöcken	11
Tabelle 2: Anteil der Kostenblöcke an der Gesamtinvestition in % [4]	15
Tabelle 3: Investitionskosten der Modellanlagen.....	19
Tabelle 4: Technische und verfahrenstechnische Parameter der Modellanlagen 1-5, [2],[3],[3],[7]	20
Tabelle 5: Technische und verfahrenstechnische Kenndaten der Modellanlagen 6-10, [2],[3],[3],[7].	20
Tabelle 6: Verwendete Substrate mit dazugehörigen Marktpreisen [7], [9]	23
Tabelle 7: Eigenschaften der verwendeten Substrate [6], [7].....	24
Tabelle 8: Gewinn- Verlustrechnung der Modellanlagen 1-5	31
Tabelle 9: Gewinn-Verlustrechnung der Modellanlagen 6-10	32
Tabelle 10: Sensitivitätsanalyse bezogen auf das Betriebsergebnis Bsp1-Bsp5	39
Tabelle 11: Sensitivitätsanalyse bezogen auf das Betriebsergebnis Bsp6-Bsp10	39
Tabelle 12: Kostendarstellung der Modellanlagen 1-5.....	87
Tabelle 13: Kostendarstellung der Modellanlagen 6-10.....	88

9.3 Abkürzungen

KTBL	Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft
CO ₂	Chemisches Zeichen für Kohlenstoffdioxid
KWK	Kraft Wärme Kopplung
EEG	Erneuerbares Energie Gesetz
m ³	Kubikmeter, Maßeinheit für Volumen
Wh	Wattstunde, SI-Einheit der Arbeit
kWh	Kilo Wattstunde entspricht 1*10 ³ Wh
MWh	Mega Wattstunde entspricht 1*10 ⁶ Wh
GWh	Giga Wattstunde entspricht 1*10 ⁹ Wh
W	Watt, SI-Einheit der Leistung
W _{el}	Elektrische Leistung
kW _{el}	Kilo Watt elektrisch entspricht 1*10 ³ Watt
MW _{el}	Mega Watt elektrisch entspricht 1*10 ⁶ Watt
GW _{el}	Giga Watt elektrisch entspricht 1*10 ⁹ Watt
BHKW	Blockheizwerk
TS	Trockensubstanz
oTS	organische Trockensubstanz
d	Verweilzeit in Tage
CO ₂	Chemisches Zeichen für Kohlenstoffdioxid
KWK	Kraft Wärme Kopplung
EEG	Erneuerbares Energie Gesetz
t	Tonnen
AfA	Absetzung für Abnutzung
NaWaRos	Nachwachsende Rohstoffe
Akh	Arbeitskraftstunde
GBP	Großbritannisches Pfund
ROC`s	Renewables Obligations Certificates

GSE	Gestore Servizi Energetici
PLN	Polnische Währung (Złoty)
LTL	Litauischer Litas
BGN	Bulgarische Währung (Lew)

9.4 Literatur

- [1] Bachmann, Hans-Peter; Diplomarbeit: „Analyse der Stromerzeugung aus Biogas in der Europäischen Union bis 2020“, 2011, [Zitat vom: 25. Oktober 2011.]
- [2] Eder Barbara; Schulz Heinz, Buch: „*Biogas Praxis*“, Freiburg: Ökostromverlag 2007
- [3] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V.: „*Leitfaden Biogas*“. www.fnr.de. [Online], 2010. [Zitat vom: 24. Juni 2011.] http://www.fnr-server.de/ftp/pdf/literatur/pdf_208-leitfaden_biogas_2010_neu.pdf
- [4] Wilfert; Nill; Schattauer; Deutsche Bundesstiftung Umwelt.: „*Biogasgewinnung aus Gülle, organischen Abfällen und aus angebaute Biomasse - Eine technische, ökologische und ökonomische Analyse*“. www.dbu.de. [Online], 2004. [Zitat vom: 19. Juni 2011.] <http://www.dbu.de/643publikation491.html>.
- [5] Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmen. www.gaswaerme.at. [Online], [Zitat vom: 16. Mai 2011.]
- [6] Fachverband für Biogas: „*Biogas Branchenzahlen 2010*“. www.biogas.org. [Online], 2010. [Zitat vom: 16. Mai 2011.] [http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM_29_10/\\$file/10-11-17_Biogas%20Branchenzahlen%202010_%C3%BCberarbeitet-sf.pdf](http://www.biogas.org/edcom/webfvb.nsf/id/DE_PM_29_10/$file/10-11-17_Biogas%20Branchenzahlen%202010_%C3%BCberarbeitet-sf.pdf)
- [7] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft: „*Wirtschaftlichkeitsrechner Biogas*“. www.ktbl.de. [Online], 2011. [Zitat vom: 06. Juni 2011.] <http://daten.ktbl.de/biogas/startseite.do;jsessionid=454237890C85A5D788D2538EB4EF2A22>
- [8] Bundesministerium für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft: „*Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung*“ www.lebensministerium.at. [Online], 2008. [Zitat vom: 12. November 2011.] http://www.lebensministerium.at/publikationen/land/archiv/deckungsbeitraege_und_daten_fuer_die_betriebsplanung_2008.html
- [9] Biogas Netzeinspeisung. www.biogas-netzeinspeisung.at. [Online], 2011. [Zitat vom: 16. Oktober 2011.]

- [10] E-Control: „*Einspeisetarife für Ökostromanlagen*“. www.e-control.at. [Online], 2011. [Zitat vom: 19. Mai 2011.] <http://e-control.at/de/industrie/oeko-energie/einspeisetarife>
- [11] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE: „*Stromgestehungskosten erneuerbare Energien*“. www.ise.fraunhofer.de. [Online] 2010. [Zitat vom: 15. Mai 2011.] <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien-und-positions-papiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien-1>
- [12] Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V., (ASUE): „*BHKW-Kenndaten 2011*“. <http://asue.de>. [Online], 2011. [Zitat vom: 18. September 2011.]. <http://asue.de/cms/upload/broschueren/2011/bhkw-kenndaten/asue-bhkw-kenndaten-0311.pdf>
- [13] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „*Rechtsquellen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien („RES LEGAL“)*“. [Online], 2011. [Zitat vom: 09. Dezember 2011.] <http://www.res-legal.de/index.php?id=1&L=0>

10 Anhang

10.1 Deckungsbeiträge (Grassilage)

Feldfutter Gräserreinbestand - Anwelksilage (zweijährige Nutzung)						
Angaben in Euro je ha 210 MJ ME (125 MJ NEL)/dt Grünmasse						
Schnitte	4	5	6	6	6	
Grünmasse (20,8% TS) dt	481	553	625	707	788	
Silage (35% TS) dt	286	328	371	420	468	
TS-Ertrag dt	100	115	130	147	164	
ME netto bei 20% Verlusten	80.808	92.904	105.000	118.776	132.384	
NEL netto bei 20% Verlusten	48.100	55.300	62.500	70.700	78.800	
Saatgut (15 kg/ha)	42	42	42	42	42	
Handelsdünger 1)	315	354	392	437	480	
Variable Maschinenkosten	306	371	396	416	436	
Silofolie u.-anstrich	16	19	21	24	27	
Variable Kosten	679	786	851	919	985	
VK/100 ME bei 20% Verlusten	0,84	0,85	0,81	0,77	0,74	
VK/100 NEL bei 20% Verlusten	1,41	1,42	1,36	1,30	1,25	
Siloraumbedarf in Beziehung zum Ertrag (Bedarf in m ³)	51	58	66	75	83	
<p>1) Düngerkosten ohne Wirtschaftsdüngergaben berechnet. Nährstoffrücklieferung durch Wirtschaftsdüngergaben ist als Kosteneinsparung dem Gesamt-DB hinzuzurechnen.</p> <p>Nährstoffrücklieferung durch Ernterückstände berücksichtigt.</p> <p>Nährstoffmengen in Beziehung zum Ertrag (kg/ha). Die angeführten Nährstoffmengen sind keine Düngeempfehlung!</p>						
N	0,90 €/kg	180	196	213	232	250
P ₂ O ₅	0,49 €/kg	70	85	100	118	135
K ₂ O	0,43 €/kg	225	264	302	346	390
CaO	0,14 €/kg	150	150	150	150	150
Gesamtarbeitsbedarf bei Standardmechanisierung: 11 -16 Akh/ha						
Quelle: HUNGER, LK OÖ Datenverarbeitung: Bundesanstalt für Agrarwirtschaft					BMLFUW 2007	

Abbildung 48: Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung 2008, [8]

10.2 Deckungsbeiträge (Maissilage)

Silomais - 32,5% Trockensubstanz								
Angaben in Euro je ha Beginn Körnerreife; 347 MJ ME (211 MJ NEL)/dt Grünmasse; Lohnsaat; Lohnerte Ohne Ausgleichszahlungen								
Trockenmaisertrag dt	75,0	80,0	85,0	90,0	95,0	100,0	110,0	
Grünmasse dt	416,8	444,6	472,3	500,1	527,9	555,7	611,3	
Silomaisertrag TS dt	135,5	144,5	153,5	162,5	171,6	180,6	198,7	
ME netto bei 10% Verlusten	130.156	138.834	147.511	156.188	164.865	173.542	190.896	
NEL netto bei 10% Verlusten	79.144	84.420	89.697	94.973	100.249	105.526	116.078	
Saatgut	160	160	160	160	160	160	160	
Handelsdünger 1)	320	338	357	375	394	412	449	
Pflanzenschutz 2)	98	99	100	101	103	104	106	
Hagelversicherung	17	17	17	17	17	17	17	
Variable Maschinenkosten	213	220	227	235	242	249	264	
Lohnmaschinen	194	200	205	211	216	222	233	
Siloanstrich und Silofolie	21	22	23	24	25	26	28	
Variable Kosten	1.023	1.056	1.089	1.123	1.157	1.190	1.257	
VK/100 ME bei 10% Verlusten	0,79	0,76	0,74	0,72	0,70	0,69	0,66	
VK/100 NEL bei 10% Verlusten	1,29	1,25	1,21	1,18	1,15	1,13	1,08	
VK bei eigener Saat und Lohnerte	1.001	1.033	1.066	1.099	1.132	1.165	1.230	
VK bei Lohnsaat und eigener Ernte	956	986	1.017	1.049	1.080	1.111	1.173	
VK bei eigener Saat und eigener Ernte	934	963	994	1.025	1.055	1.086	1.146	
Siloraumbedarf in Beziehung zum Ertrag (Bedarf in m ³)	55	59	63	67	70	74	81	
1) Düngerkosten ohne Wirtschaftsdüngergaben berechnet. Nährstoffrücklieferung durch Wirtschaftsdünger ist als Kosteneinsparung dem Gesamt-DB hinzuzurechnen.								
Nährstoffmengen in Beziehung zum Ertrag (kg/ha). Die angeführten Nährstoffmengen sind keine Düngeempfehlung!								
N	0,90 €/kg	180	192	204	216	228	240	264
P ₂ O ₅	0,49 €/kg	75	80	85	90	95	100	110
K ₂ O	0,43 €/kg	182	194	206	218	230	242	266
CaO	0,14 €/kg	300	300	300	300	300	300	300
2) Pflanzenschutzmittel (kg od. l pro ha):								
Anwendungsbeispiele								
Korit fl.		0,20	0,23	0,26	0,29	0,31	0,34	0,40
Herb.Mais Banvel WG		0,10	0,12	0,14	0,16	0,19	0,21	0,25
Herb.Callisto		0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Herb.Gardo Gold		3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00	3,00
Gesamtarbeitsbedarf bei Standardmechanisierung - Fahrsilo (inklusive Rüstzeit und Betriebsführungsarbeiten): 18-22 Akh bei Lohnsaat 19-23 Akh bei eigener Saat u. Ernte								
Quelle: HUNGER, LK OÖ							BMLFUW	
Datenverarbeitung: Bundesanstalt für Agrarwirtschaft							2007	

Abbildung 49: Deckungsbeiträge und Daten für die Betriebsplanung 2008,[8]

10.3 Kostendarstellung Modellanlagen Bsp1-5

Tabelle 12: Kostendarstellung der Modellanlagen 1-5

Annahmen der Kosten					
Beispielanlagen	Bsp.1	Bsp.2	Bsp.3	Bsp.4	Bsp.5
Elektrische Leistung in kW	50	60	60	100	175
Investitionen					
Bau in % von den Investitionskosten		31			33
Energietechnik in % von den Investitionskosten		32,5			31,5
Technische Ausrüstung in % von den Investitionskosten		28,5			26
Planung und Genehmigung in % von den Investitionskosten		8			9,5
Fixe Kosten					
Versicherungen in % von der Gesamtinvestitionssumme			0,5		
Abschreibungen					
(AFA) Kostenblock Technische Ausrüstung			10		
(AFA) Kostenblock Bau			5		
(AFA) Energietechnik (Zündstrahlmotor)			22,22		
(AFA) Energietechnik (Gas-Otto-Motor)			12,5		
Zinsen			Basis: 50 % der Gesamtinvestition		
Davon Darlehen in %			6		
Variable Kosten					
Instandsetzung der Technik					
Kostenblock Bau in %			2		
Kostenblock Technische Ausrüstung in %			3		
Reparatur und Wartung					
Kostenblock Bau in %			2		
Kostenblock Technische Ausrüstung in %			3		
Lohnkosten					
5 Arbeitskraftstunden pro Kilowatt [Akh/kW]	250	300	300	500	875
Stundenlohn pro Akh			15		
Substratkosten Eigenproduktion					
Maissilage, wachtreif, körnerreich in Tonnen	1000	500	0	1500	0
Kosten Eigenproduktion in €/t			21,72		
Grassilage in Tonnen	0	0	0	200	0
Kosten Eigenproduktion in €/t			12,34		
Substratkosten Zukauf					
Maissilage, wachtreif, körnerreich in Tonnen	0	0	0	0	0
Zukaufspreis in €/t			31		
Grassilage in Tonnen	0	0	0	0	0
Zukaufspreis in €/t			34		
Getreidekörner, zerkleinert	0	0	0	100	0
Zukaufspreis in €/t			120		
Betriebsmittel in €/Jahr		1500			2500
Zündölkosten					
0,65 Liter Zündölverbrauch pro Tag je Kilowatt	10427,1	12512,5	12512,5	20854,2	36494,8
Volllaststunden			7700		
Kosten Zündöl je Liter in €			0,7		
Sonstige Kosten in €			720		

10.4 Kostendarstellung Modellanlagen Bsp6-10

Tabelle 13: Kostendarstellung der Modellanlagen 6-10

Annahmen der Kosten					
Beispielanlagen	Bsp.6	Bsp.7	Bsp.8	Bsp.9	Bsp.10
Elektrische Leistung in kW	300	350	600	500	800
Investitionen					
Bau in % von den Investitionskosten	33			35	
Energietechnik in % von den Investitionskosten	31,5			30,5	
Technische Ausrüstung in % von den Investitionskosten	26			24	
Planung und Genehmigung in % von den Investitionskosten	9,5			10,5	
Fixe Kosten					
Versicherungen in % von der Gesamtinvestitionssumme				0,5	
Abschreibungen					
(AFA) Kostenblock Technische Ausrüstung				10	
(AFA) Kostenblock Bau				5	
(AFA) Energietechnik (Zündstrahlmotor)				22,22	
(AFA) Energietechnik (Gas-Otto-Motor)				12,5	
Zinsen					
Davon Darlehen in %					Basis: 50 % der Gesamtinvestition
				6	
Variable Kosten					
Instandsetzung der Technik					
Kostenblock Bau in %				2	
Kostenblock Technische Ausrüstung in %				3	
Reparatur und Wartung					
Kostenblock Bau in %				2	
Kostenblock Technische Ausrüstung in %				3	
Lohnkosten					
5 Arbeitskraftstunden pro Kilowatt [Akh/kW]	1500	1750	3000	2500	4000
Stundenlohn pro Akh				15	
Substratkosten Eigenproduktion					
Maissilage, wachst, körnerreich in Tonnen	4900	3500	0	0	0
Zukaufspreis in €/t				21,72	
Grassilage in Tonnen	1000	0	7500	0	0
Zukaufspreis in €/t				12,34	
Substratkosten Zukauf					
Maissilage, wachst, körnerreich in Tonnen	0	3200	4500	7800	10500
Zukaufspreis in €/t				31	
Grassilage in Tonnen	0	0	0	1800	0
Zukaufspreis in €/t				34	
Getreidekörner, zerkleinert	0	0	0	0	0
Zukaufspreis in €/t				120	
Betriebsmittel in €/Jahr	2500			4000	
Zündölkosten					
0,65 Liter Zündölverbrauch pro Tag je Kilowatt	0	0	0	0	0
Volllaststunden				7700	
Kosten Zündöl je Liter in €				0,7	
Sonstige Kosten in €				1440	2880

10.5 Hygienisierungspflichtige Materialien

Hygienisierungspflichtige Materialien (nach ABfallVO, Anhang 1 und EU HygieneVO 1774)	
Abfallbezeichnung gem. Abfallverzeichnisverordnung AVV (in Klammern: Abfallschlüssel) Für Verzehr oder Verarbeitung ungeeignete Stoffe (02 02 03)	Verwertbare Abfallarten <ul style="list-style-type: none"> • Fettabfälle (Fleisch-, Fischverarbeitung) Fettabfälle dürfen nur in Anlagen zur anaeroben Behandlung eingesetzt werden.
Schlämme aus der betriebseigenen Abwasserbehandlung (02 02 04)	<ul style="list-style-type: none"> • Inhalt von Fettabscheidern und Flotate (Fleisch-, Fischverarbeitung) Beispielhafte Herkünfte: Schlachtereien und Fleischverarbeitung; unvermischt mit sonst. Abwässern. Inhalte von Fettabscheidern und Flotate dürfen nur in Anlagen zur anaeroben Behandlung eingesetzt werden.
Biologisch abbaubare Küchen- und Kantinenabfälle (20 01 08)	<ul style="list-style-type: none"> • Küchen- und Kantinenabfälle
Speiseöle und -fette (20 01 25) <i>Kategorie 2 nach 1774</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Speiseöle- und Fritierfette • Substrate, die nicht BSE-relevant sind; Substrate aus dem Schlachtungsprozess wie Magen-Darm-Inhalt, Tiermaterial mit Arzneimitteln u.ä.. Diese Substrate müssen bei mehr als 3 bar, länger als 20 Minuten und über 133°C drucksterilisiert werden.

Abbildung 50: Hygienisierungspflichtige Materialien [2]

10.6 Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen Biogasmotoren

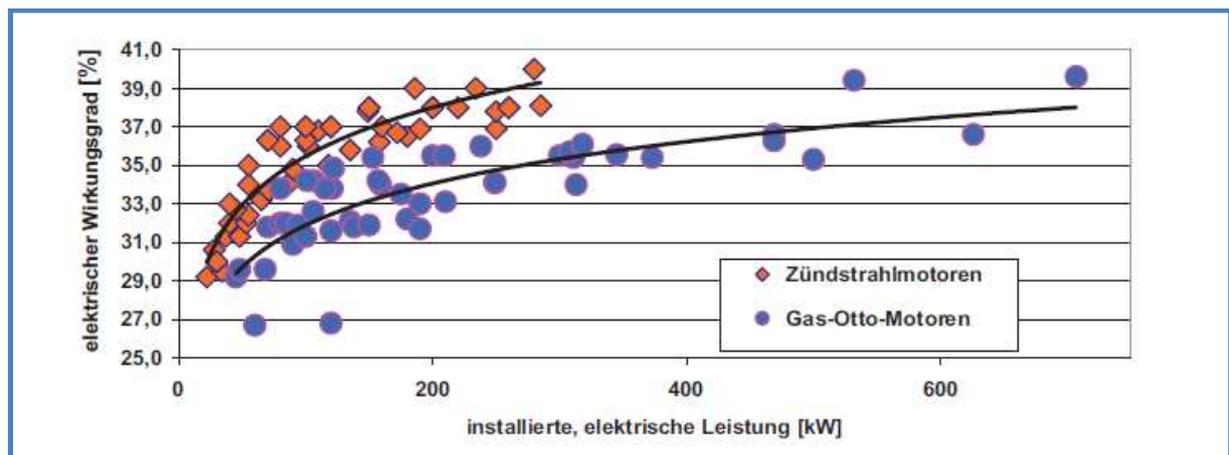


Abbildung 51: Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen Biogasmotoren [3]

10.7 Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen BHKW

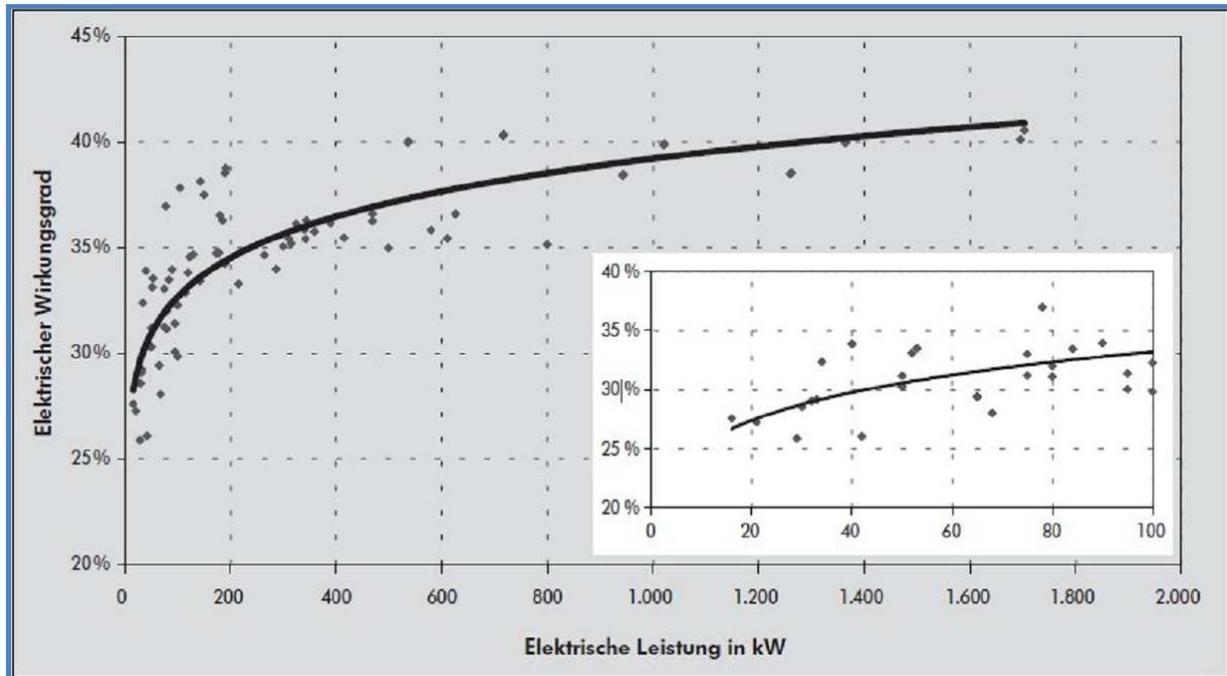


Abbildung 52: Elektrische Wirkungsgrade von unterschiedlichen BHKW [12]